

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ASP– ЗАВОДНЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.43

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Нурмаганбетова Карина Ануаровна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3), ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Нурмаганбетова Карина Ануаровна

Тема работы:

Эффективность применения технологии ASP-заводнения при разработке нефтяных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Обзор международного опыта исследования и применения технологии ASP-заводнения. Механизм вытеснения нефти при ASP-заводнении. Геологические условия применения ASP-заводнения. Подбор рабочих агентов для ASP-заводнения в различных геологических условиях. Анализ технологического процесса ASP-заводнения нефтяных месторождений. Анализ альтернативных химических реагентов для ASP-заводнения. Проблемы ASP-заводнения и пути их решения.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ геологических условий для применения ASP-забоя	
Анализ технологического процесса ASP-забоя нефтяных месторождений	
Выводы и рекомендации по развитию технологии ASP-забоя	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Нурмаганбетова Карина Ануаровна		31.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ASP – alkaline-surfactant-polymer flooding;
МУН – методы увеличения нефтеотдачи;
ПАВ – поверхностно-активное вещество;
КИН – коэффициент извлечения нефти;
СПД – Салым Петролеум Девелопмент;
ПЗП – призабойная зона пласта;
ККМ – критическая концентрация мицеллообразования;
ПАА – полиакриламид;
АА – акриламид;
ГИС – геофизические исследования скважин;
КНС – кустовая насосная станция;
ОПЗ – обработка призабойной зоны;
БП – биополимеры;
НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;
FASP – foam- alkaline-surfactant-polymer flooding;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы;
ПФР – Пенсионный фонд России;
ФСС – Фонд социального страхования;
ФОМС – Фонд обязательного медицинского страхования;
СИЗ – средства индивидуальной защиты;
ЧС – чрезвычайные ситуации.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 88 страниц, в том числе 16 рисунков, 21 таблица. Список литературы включает 33 источника. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: ASP-заводнение, щелочно-ПАВ-полимерный раствор, коэффициент охвата пласта заводнением, коэффициент вытеснения нефти, увеличение нефтеотдачи.

Объектом исследования является технология ASP-заводнения.

Цель исследования – анализ эффективности применения технологии ASP-заводнения в различных геологических условиях на нефтяных месторождениях.

В процессе исследования был подробно рассмотрен механизм действия реагентов, применяемых при ASP-заводнении. Проведен анализ геологических условий применения данной технологии с целью увеличения коэффициента вытеснения и коэффициента охвата пласта заводнением. Изучен процесс подбора рабочих агентов для ASP-заводнения. Выполнен анализ технологического процесса ASP-заводнения нефтяных месторождений. Рассмотрены альтернативные химические реагенты, а также проблемы данной технологии и пути их решения.

В результате исследования выявлен положительный эффект ASP-заводнения и разработаны рекомендации по развитию данной технологии.

Область применения: нагнетательные скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения ASP-заводнения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ASP-ЗАВОДНЕНИЯ.....	11
1.1 Обзор международного опыта исследования и применения технологии ASP-заводнения	12
1.2 Механизм вытеснения нефти при ASP-заводнении.....	20
1.3 Геологические условия применения ASP-заводнения.....	27
2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ASP-ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	36
2.1 Подбор рабочих агентов для ASP-заводнения в различных геологических условиях	36
2.2 Технологическая последовательность проведения мероприятий воздействия на пласт при ASP-заводнении.....	47
2.3 Анализ альтернативных химических реагентов для ASP-заводнения	51
2.4 Проблемы ASP-заводнения.....	52
3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗВИТИЮ ТЕХНОЛОГИИ ASP-ЗАВОДНЕНИЯ.....	54
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
4.1 Формирование бюджета затрат на реализацию технологии ASP-заводнения.....	58
4.1.1 Оборудование для проведения технологии ASP-заводнения	58
4.1.2 Расчет амортизационных отчислений	59
4.1.3 Расчет материальных затрат на проведение технологии ASP-заводнения.....	60

4.1.4 Расчет заработной платы работников	61
4.1.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды	61
4.1.6 Расчет суммарных затрат на проведение мероприятия по ASP- заводнению	62
4.2 Расчет экономической эффективности мероприятия	63
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	71
5.2 Производственная безопасность	72
5.2.1 Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия	73
5.2.2 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия	75
5.3 Экологическая безопасность	77
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	81
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	82
Приложение А	86
Приложение Б.....	87

ВВЕДЕНИЕ

Ограниченность применения современных методов увеличения нефтеотдачи приводит к тому, что на сегодняшний день извлекается лишь 1/3 часть нефти, находящейся в пласте. Это говорит о необходимости интенсивного развития и внедрения новых технологий, направленных на извлечение остаточных нефтей.

Наибольшую эффективность в этом направлении в последнее время продемонстрировали физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, одним из которых является ASP-заводнение. В сравнении с другими методами данная технология позволяет комплексно воздействовать на пласт: одновременно увеличивать коэффициент охвата пласта заводнением и коэффициент вытеснения нефти. Суть данного метода заключается в вытеснении нефти с помощью многофункционального композитного состава, включающего в себя три основные составляющие: поверхностно-активные вещества, полимеры и щелочи. Такой водный раствор химических компонентов позволяет повысить возможное вытеснение углеводородов посредством увеличения вязкости композиционного раствора за счет полимера и понижения поверхностного натяжения при помощи поверхностно-активных веществ и щелочи.

Актуальность данной работы: применение технологии ASP-заводнения вместо традиционных третичных методов увеличения нефтеотдачи.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ эффективности применения технологии ASP-заводнения в различных геологических условиях на нефтяных месторождениях.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Выполнить комплексный обзор результатов исследований и испытаний технологии ASP-заводнения;
2. Определить геологические условия применения технологии ASP-заводнения;

3. Проанализировать технологический процесс ASP-забоя нефтяных месторождений;
4. Разработать рекомендации по развитию технологии ASP-забоя.

1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ASP-ЗАВОДНЕНИЯ

При использовании традиционных методов увеличения нефтеотдачи многопластовых нефтяных месторождений, продуктивная часть которых достаточно неоднородна в пространстве, не достигается равномерное нефтевытеснение.

Основная проблема обычного заводнения состоит в отрицательном влиянии высокого отношения вязкостей нефти и воды, а также неньютоновских свойств нефти на текущую и конечную нефтеотдачу [1].

Второй проблемой заводнения является принципиальная невозможность достижения полного вытеснения нефти даже в хорошо проницаемых коллекторах, причиной которой является несмешиваемость нефти и воды.

Третья проблема заключается в невозможности обеспечения максимально полного охвата пластов процессом заводнения. По множеству причин отдельные участки, включенные в объекты разработки, не поглощают воду, поэтому из них не вытесняется нефть, или же зачастую при заводнении вода первоначально прорывается по наиболее высокопроницаемым пропласткам, тем самым вызывая преждевременный прорыв воды в добывающих скважинах. В пласте остается значительное количество неизвлеченной нефти.

Для решения данных проблем применяются третичные физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (МУН), которые обеспечивают увеличение коэффициента охвата пласта заводнением и коэффициента вытеснения или одного из них. Обычно выделяют две группы методов: методы, основанные на снижении межфазного поверхностного натяжения и изменения подвижностей фаз, и методы, основанные на частичной или полной смесимости рабочих агентов с нефтью и водой.

Суть данных методов заключается в введении в пласт состава, который будет отличаться от воды, обычно закачиваемой в пласт при вторичном заводнении. Состав для третичной нефтедобычи может придавать нефти подвижность,

высвобождая захваченную породой нефть, изменяя адгезию нефти к породе и ее физические характеристики, к примеру вязкость, а также снижая поверхностное натяжение между остаточной нефтью и водой в пласте. Примеры таких составов для третичной нефтедобычи содержат воду с низкой ионной силой, водорастворимые полимеры, смешивающиеся с нефтью растворители и газы, такие как диметилэфир и диоксид углерода.

Кроме того, высвобождению остаточной нефти способствует применение поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые снижают межфазное натяжение между нефтью и закачиваемой жидкостью. С целью улучшения контроля за подвижностью они применяются вместе со щелочью и полимерами. Синергия этих трех компонентов получила название ASP-заводнение.

Метод ASP-заводнения – современный комбинированный химический МУН, в основе которого лежит идея закачки в пласт трехкомпонентной смеси, состоящей из анионного ПАВ, щелочи и полимера. Состав закачивается в пласт через нагнетательные скважины после проведения обычного заводнения. Такой комплексный подход позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти, снизить проявление эффекта языкообразования, повысить эффективность вытеснения нефти, а также снизить остаточную нефтенасыщенность.

Впервые данная технология была разработана в начале 80-х годов в научно-исследовательском центре Беллейр компанией Шелл в Хьюстоне, однако полевые испытания были проведены лишь в сентябре 1987 года на месторождении West Kiehl в США. Дополнительный прирост нефтеотдачи в течение 2,5 лет составил 26%. На сегодняшний день процесс ASP-заводнения широко применяется во всем мире и является достаточно многообещающим.

1.1 Обзор международного опыта исследования и применения технологии ASP-заводнения

Экспериментальные исследования и пилотные проекты технологии ASP-заводнения были запущены и успешно реализованы во многих странах мира, таких как Китай, США, Индия, Россия и т.д. На данный момент уже реализовано большое количество пилотных и промышленных проектов по ASP-заводнению

(таблица 1, приложение А). Все проекты были реализованы на нефтяных месторождениях на суше, за исключением проекта Lagomar в Венесуэле.

Китай

Наибольшее распространение технология ASP-заводнения получила именно в Китае. На его долю приходится более 60% мировых испытаний данного вида заводнения. Одним из крупномасштабных проектов по изучению технологии является месторождение Daqing. После успешного применения полимерного заводнения было принято решение о закачке в пласт щелочно-ПАВ-полимерного раствора. Начиная с сентября 1994 года на месторождении было проведено восемь пилотных испытаний различного масштаба, пять из которых уже завершены. Реализация технологии ASP-заводнения прошла достаточно успешно, на всех проведенных проектах удалось получить дополнительный прирост коэффициента извлечения нефти (КИН). Статистика завершённых испытаний ASP-заводнения на месторождении Daqing представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные параметры и результаты завершённых испытаний технологии ASP-заводнения на месторождении Daqing [2]

Проект	Система размещения скважин (экспл./нагн.)	Расстояние между скважинами (м)	Мощность пласта (м)	Эффективная проницаемость (мД)	Запасы (10³ т)	Прирост КИН (%)
ASP-1	5-точечная (4/9)	106	10,5	509	117,3	21,40
ASP-2	5-точечная (1/4)	141	8,4	589	84,0	25,00
ASP-3	4-точечная (3/4)	75	13,1	567	50,4	23,24
ASP-4	5-точечная (4/9)	200	7,0	658	240,1	19,40
ASP-5	5-точечная (6/12)	250	12,9	512	1104,2	20,63

Эффективность ASP-заводнения напрямую зависит от подбора оптимальных объемов и концентраций вводимых в пласт оторочек. Данные параметры для проектов месторождения Daqing представлены в таблице 3. Процесс заводнения

состоял из следующих этапов: проведение предварительной промывки с применением полимера, закачка первичных и вторичных оторочек трехкомпонентной смеси разного состава и концентрации, введение в пласт защитной оторочки с использованием полимера. На площадке проекта ASP-5 размещены 6 нагнетательных и 12 добывающих скважин. В результате проведения ASP-заводнения коэффициент нефтеотдачи увеличился на 21 %, а обводненность снизилась с 90% до 50 %.

Таблица 3 – Данные испытаний процесса ASP-заводнения на месторождении Daqing [3]

Название оторочки		ASP-1	ASP-2	ASP-3	ASP-4	ASP-5
Предварительная промывка (полимер)	объем пор	-	-	-	0,376	-
	концентрация	-	-	-	1500 мг/л	-
Первичная оторочка ASP (щелочь, ПАВ, полимер)	объем пор	0,32	0,37	0,33	0,35	0,30
	состав реагента	1,25% 0,3% 1200 мг/л	1,2% 0,3% 1200 мг/л	1,2% 0,35% 1800 мг/л	1,2% 0,11% 1800 мг/л	1,2% 0,1% 1400 мг/л
Вторичная оторочка ASP (щелочь, ПАВ, полимер)	объем пор	-	-	0,158	0,1	0,15
	состав реагента	-	-	1,2% 0,11% 1800 мг/л	1,2% 0,11% 1800 мг/л	1,2% 0,11% 1800 мг/л
Защитная оторочка (полимер)	объем пор	0,28	0,183	0,253	0,05	0,05
	концентрация	600 мг/л	1200 мг/л	800 мг/л	1000 мг/л	900 мг/л
	объем пор	0,28	0,094	0,253	0,1	0,05
	концентрация	600 мг/л	800 мг/л	800 мг/л	700 мг/л	700 мг/л
	объем пор	0,28	0,031	0,253	0,05	0,1
	концентрация	600 мг/л	400 мг/л	800 мг/л	500 мг/л	600 мг/л
Постзаводнение		Заводнение до 98% обводненности				
Химические реагенты (щелочь)		Na ₂ CO ₃	NaOH	NaOH	NaOH	NaOH

На нефтяном месторождении Daqing настоящая технология получила широкое применение. Так, в 2015 году ASP-заводнение с использованием 22 активных промышленных блоков обеспечило добычу 3,5 млн. тонн нефти, что составило 9% от суммарной добычи на рассматриваемом месторождении. В 2016 г.

введено в эксплуатацию 3 новых блока, в результате чего добыча с применением исследуемой технологии составила более 4 млн. тонн (рисунок 1).

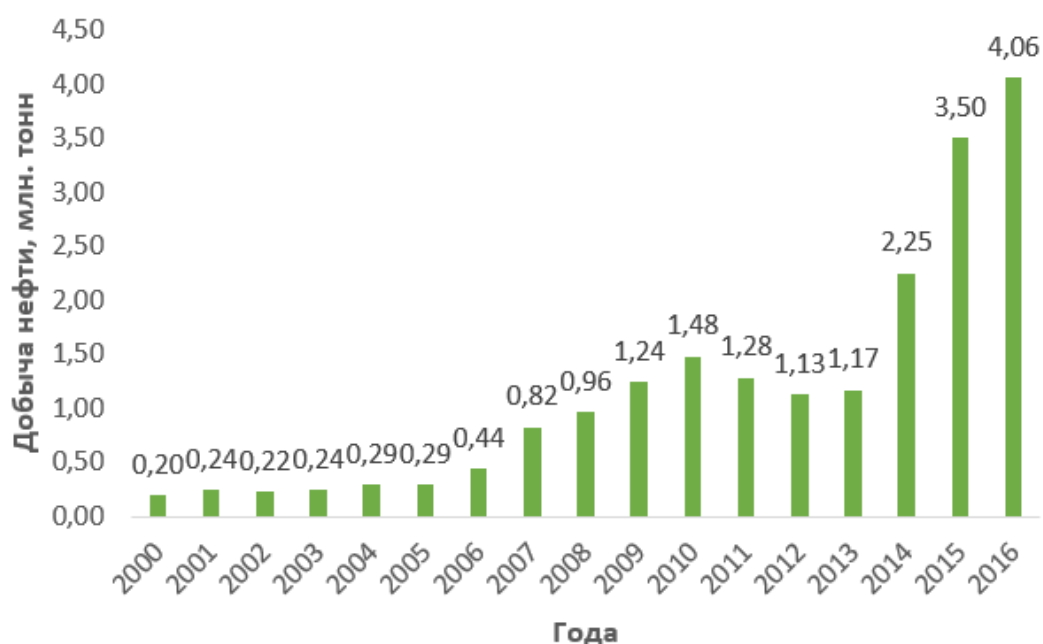


Рисунок 1 – Динамика объемов добычи нефти за счет ASP-заводнения на месторождении Daqing

Другим примером ASP-заводнения в Китае является месторождение Karamay. Испытание было проведено в 1995 г. в гетерогенном коллекторе конгломератов с квадратной пятиточечной схемой размещения скважин. Мощность пласта составляла 19–25 м. Параметры закачиваемых оторочек представлены в таблице 4 [4].

Таблица 4 – Основные параметры процесса ASP-заводнения месторождения Карамай

Оторочка	Объем оторочки	Химический раствор		Площадь заводнения	Время (день)
		состав	концентрация		
Предварительная промывка	0,4	NaCl рассол	1,5	80	150
Оторочка ASP	0,3	Na ₂ CO ₃ нефтяной сульфат полимер	1,4 0,3 0,1	60	200
Полимер	0,3	полимер	0,1	60	200

Процесс испытания новой технологии проводился с 1995 г. до 1999 г. ASP-заводнение позволило увеличить КИН на 25%, при этом начальная нефтеотдача пластов составляла примерно 50%. Обводненность снизилась с 99% до 79% [4]. При этом наблюдались тяжелые эмульсии в добываемых жидкостях, и возникали трудности при их разрушении.

Канада

Первый в Канаде крупный проект по применению технологии ASP-заводнения был реализован в 2006 году на месторождении Warner. Пласт-кандидат был представлен монолитным песчаным коллектором. С 2006 до 2008 годы производился ввод трехкомпонентной смеси, с 2008 до 2013 – ввод полимеров. Благодаря данной технологии в ноябре 2006 произошло увеличение суточной добычи нефти с 48 м³/сут. до 211 м³/сут. На площадке было размещено 45 добывающих и 18 нагнетательных скважин. Прирост КИН по проекту составил 16%.

Другой проект по реализации ASP-заводнения был осуществлен на песчаном коллекторе месторождения Suffield в 2007 году с одиннадцатью добывающими скважинами. Прирост КИН составил 16%.

Индия

В Индии ASP-заводнение применяли на трех месторождениях: Mangala, Kalol, Jhalora [5]. На первом месторождении нагнетание реагентов производилось в песчаный коллектор. Система размещения скважин была пятиточечной. Прорыв нефтяного вала к скважине был отмечен через 2,5 месяца после начала нагнетания трехкомпонентной смеси. При этом дебит нефти увеличился в 8 раз (с 8 м³/сут. до 64 м³/сут).

В феврале 2014 года началась реализация технологии ASP-заводнения на месторождении Kalol. Проект был испытан на системе из четырех скважин (1 нагнетательная, 2 добывающие и 1 наблюдательная скважина). Дополнительная добыча составила 3876 м³ или 5% прироста КИН.

США

В США технология ASP-заводнения применялась на месторождении Cambridge. Продуктивный пласт месторождения сложен нефтенасыщенными

песчаными отложениями, средняя мощность которых 8,8 м. Вязкость пластовой нефти 31 мПа·с, средняя пористость 18%, проницаемость 0,845 мкм². Пластовые давление и температура составляли 12,4 МПа и 56°С соответственно. Объем применяемых оторочек, который был рекомендован по результатам экспериментальных исследований, составил 30% оторочки ПАВ и щелочи и 30% оторочки полимерного раствора. Всего в пласт было закачано 285000 м³ ПАВ и щелочи и 278000 м³ полимера. Закачка оторочек заняла 6 месяцев. В результате проведения технологии был достигнут коэффициент нефтеотдачи 48,4% [6].

Россия

Впервые в России технология ASP-заводнения была применена на Западно-Салымском месторождении, принадлежащем компании «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД). Проект был начат в 2008 году. Уже на следующий год прошли испытания на одной из скважин и продемонстрировали возможность выработки 90% оставшейся после заводнения нефти. После месяца испытаний на одной из скважин прирост КИН составил 25%, а на другой – 4,1%. Схема расположения скважин представлена на рисунке 2. По истечению второго месяца прирост дебита по скважинам составил 22,1 % и 12,2 % соответственно. В 2014–2015 гг. для реализации пилотного проекта было построено 7 скважин, установка подготовки смеси и блок разделения эмульсий для флюидов.

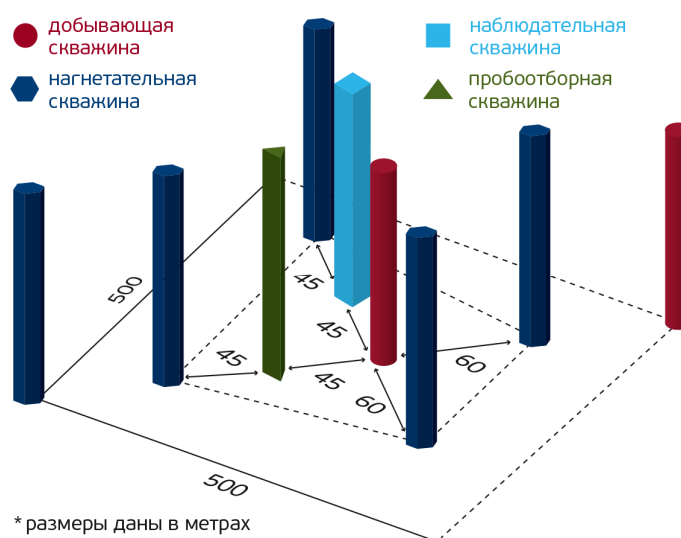


Рисунок 2 – Схема размещения скважин проекта по ASP-заводнению на Западно-Салымском месторождении

Обобщенный международный опыт применения данной технологии представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Международный опыт применения технологии ASP-заводнения

Проект	Проницаемость, мД	Пористость, %	Вязкость нефти (в пл. усл.), сПз	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Расстояние между скважинами, м	Плотность нефти (при 15 С), кг/м ³	Начальная нефтенасыщенность, %	Нефтенасыщенность к концу ASP, %	Суммарный дебит по нефти, м ³ /сут.	Обводненность продукции к началу реализации ASP, %	Обводненность продукции к концу реализации ASP, %	Температура в пл. усл., °С	Прирост КИН от ASP технологии, %
Kalol	20/ 700	16/ 20	0,38/ 1,87	4,6	280/ 400	820	25/ 26	–	18,1	92	66,7	82	5
Daqing	72	26/ 28	9/11	14,7	74/ 246	857	72	–	358	90	50	–	18/ 25
Karamay	157	18	8,8/ 17,2	15/ 22	50	860	67	–	0,3	99	79	–	25
Mangala	200/ 2000 0	21/ 28	9/ 17	–	100	893	26	10	73,6	98	92	65	20
Shengli	1520	32	46	15,9	208	–	68	–	237	96	83	–	15, 5
Warner	1500 /350 0	18/ 28	40/ 50	7,1	–	940	–	14/ 21	211	98	84	35	16
Suffield	1000 /300 0	20/ 30	180/ 250	2,9	–	973	–	31/ 37	15,9	60	–	33	16
Ср. знач.	2900	24	50	12	200	890	47	25	129	90	77	54	18

Примечание: числитель – минимальное значение параметра, знаменатель - максимальное значение параметра

Компонентный состав и объемные доли реагентов представлены в таблице 6 (приложение Б).

Метод ASP-заводнения применялся на месторождениях с абсолютно разными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, значительно отличающимися свойствами флюида, разной степенью нефтенасыщенности и обводненности. Значения коэффициентов подвижности сильно варьируются, в среднем составляют 50 мД/сПз. Среднее значение коэффициента пористости по проектам 23,7%, плотности нефти – 890 кг/м³. Значения вязкости изменяются от 0,38 до 250 сПз; текущая нефтенасыщенность на начало реализации проектов в среднем составила 47%. Наиболее высокие коэффициенты нефтеотдачи получены в проектах по месторождениям Daqing и Karamay. Менее эффективным ASP-заводнение оказалось для месторождения Kalol. Тем не менее практически на всех месторождениях был получен значительный прирост КИН. В среднем он вырос на 17%.

Большинство промысловых проектов выполнялись либо по прямой пяти-точечной схеме, либо по обратной. На месторождении Lagomar испытания производились по обратной семиточечной схеме, а на месторождении Jilin Hong-Gang – по обратной 13-точечной. Процесс заводнения состоял из последовательного введения трех оторочек: предварительной, основной и завершающей. На первом этапе выполнялась закачка полимера, иногда щелочи или солевого раствора. Объем предварительной оторочки составлял 9,7% от порового пространства, средняя массовая концентрация 0,145%. Однако, данный этап осуществлялся не на всех проектах. Далее на основном этапе закачивалась щелочь, ПАВ и полимер. Средние концентрации оторочки ASP на пилотных проектах составляли 1,25% щелочи, 0,27% ПАВ, 0,135% полимера. Закачка оторочки занимала 30,8% порового объема. На завершающем этапе вводился полимер по ступенчатой и затухающей схеме со снижением его концентрации. Средний размер оторочки был 24,2% от объема пор, а средняя массовая концентрация полимеров 0,08%.

1.2 Механизм вытеснения нефти при ASP-заводнении

Механизм вытеснения нефти, происходящий в пласте, довольно сложный. При заводнении нефть и вытесняющий ее агент одновременно движутся в пористой среде, однако в коллекторах остаются зоны с остаточными запасами нефти.

Остаточную нефть можно разделить на два типа. К первому относится нефть, оказавшаяся не вовлеченной в процесс фильтрации. Обычно она скапливается в застойных и не дренируемых зонах пласта и пропластках, которые не удается охватить воздействием вытесняющих растворов. Причинами образования такого типа остаточной нефти является в первую очередь неоднородность пласта по проницаемости и исходя из этого, низкий охват пласта заводнением.

Другой тип остаточной нефти подразумевает нефть, которая осталась в частично промытых участках пласта. В образовании данного типа основную роль играют взаимодействия в системе «порода-нефть» и закачиваемые флюиды.

В гидрофобной среде вода сосредоточена в основном в центре крупных пор, а нефть в мелких и тупиковых порах, а также в виде пленки на поверхности породы. При вытеснении вода формирует непрерывные каналы через крупные и средние капилляры.

В гидрофильной среде все происходит наоборот, вода образует пленку по всей поверхности породы, а остаточная нефть находится в крупных порах. Таким образом, фильтрация воды в первую очередь происходит по мелким и средним капиллярам, из которых нефть выталкивается в виде капель в более крупные. Остаточная нефть в таком случае является капиллярно-защемленной.

Коллектора, имеющие промежуточную смачиваемость, характеризуются высокими коэффициентами вытеснения нефти. Нефть хорошо вытесняется из мелких гидрофильных пор, а крупные гидрофобные являются благоприятным условием для отмыва пленочной нефти.

Стоит отметить, что структура капель и пленок нефти, межфазное натяжение, компонентный состав нефти и такие свойства, как дисперсное строение, наличие тяжелых фракций оказывают наибольшее влияние на структурно-механические свойства пленок нефти и межфазное натяжение, а также определяют формирование остаточной нефти в зонах, промытых в результате заводнения.

Для решения проблемы извлечения остаточной нефти был разработан комплексный метод щелочно-ПАВ-полимерного заводнения. Каждый компонент раствора направлен на наиболее эффективное вытеснение нефти из коллектора.

Механизм вытеснения нефти полимерным раствором

Роль полимера в процессе вытеснения нефти объясняется его способностью выравнивать подвижность нефти и вытесняющего агента. Соотношение подвижностей вытесняющего агента (воды) и нефти выглядит следующим образом [6]:

$$M = \frac{\lambda_{\text{в}}}{\lambda_{\text{н}}} = \frac{k_{\text{в}}/\mu_{\text{в}}}{k_{\text{н}}/\mu_{\text{н}}}, \quad (1)$$

где $\lambda_{\text{в}}$ – подвижность воды;

$\lambda_{\text{н}}$ – подвижность нефти;

$k_{\text{в}}$ – относительная проницаемость воды;

$\mu_{\text{в}}$ – вязкость воды;

$k_{\text{н}}$ – относительная проницаемость нефти;

$\mu_{\text{н}}$ – вязкость нефти.

С уменьшением соотношения подвижностей, увеличивается охват пласта заводнением, следовательно, и повышается КИН. Коэффициент подвижности уменьшается при добавлении полимера в раствор, который за счет своего «набухания» увеличивает вязкость вытесняющего агента. Благоприятным считается, когда значение данного показателя меньше 1. Также полимеры, оказываясь во взаимодействии с породой и цементирующим веществом, адсорбируются на поверхности пор. В результате происходит сужение каналов и ухудшение фильтрации через них воды, т.е. снижение проводимости среды.

Это позволяет решить проблему преждевременного прорыва воды к добывающим скважинам, а также приводит к существенному уменьшению динамической неоднородности потоков и, как следствие повышению коэффициента охвата пласта заводнением (рисунок 3).

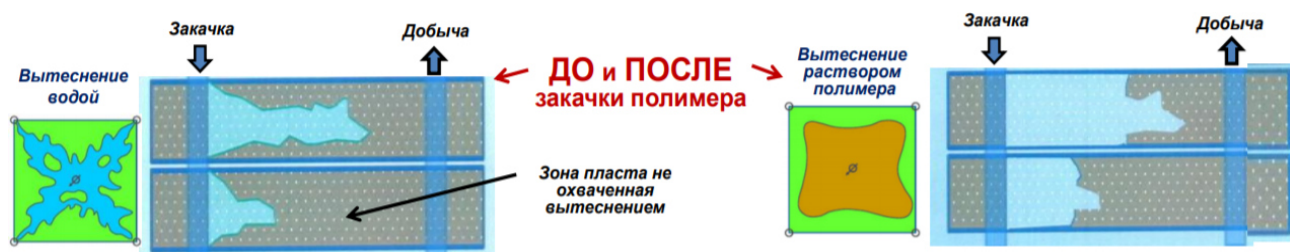


Рисунок 3 – Схема пласта до и после полимерного заводнения

Недостатком полимерного заводнения является снижение продуктивности скважин из-за резкого роста кажущейся вязкости в призабойной зоне пласта (ПЗП), которую не всегда можно компенсировать повышением давления нагнетания в силу подверженности полимера деструкции.

Механизм вытеснения нефти с применением поверхностно-активных веществ

Применяемые в процессе ASP-заводнения ПАВ позволяют производить влияние на такие взаимосвязанные факторы, как межфазное натяжение на границе между водой и нефтью и поверхностное натяжение на границах «вода-порода» и «нефть-порода», которое обусловлено их адсорбцией на этих поверхностях раздела фаз. Другая роль ПАВ заключается в изменении смачиваемости породы водой и нефтью, разрыве и отрывании пленки нефти с поверхности породы, стабилизации дисперсии нефти в воде, приросте коэффициентов вытеснения нефти водой за счет принудительного вытеснения и капиллярной пропитки, повышении относительных фазовых проницаемостей пористых сред.

Пленочная нефть покрывает гидрофобную часть поверхности пор пласта в виде тонкого слоя или прилипших капель, которые удерживаются за счет сил адгезии W_a .

Уравнением Дюпре описывается работа силы адгезии, необходимая для удаления пленочной нефти, заполняющей поры, с породы в водную фазу:

$$W_a = \sigma_{\text{нв}} + \sigma_{\text{вп}} - \sigma_{\text{нп}} \quad (2)$$

где $\sigma_{\text{нв}}$ - свободная поверхностная энергия на границе раздела фаз «нефть - вода»;

$\sigma_{\text{вп}}$ - свободная поверхностная энергия на границе раздела фаз «вода - порода»;

$\sigma_{\text{нп}}$ - свободная поверхностная энергия на границе раздела фаз «нефть - порода».

Добавление в раствор ПАВ вследствие его дальнейшей адсорбции на границах между фазами вызывает изменения значений поверхностной энергии. При этом межфазное натяжение уменьшается [6].

Из-за адсорбции ПАВ на гидрофобных участках породы снижается свободная поверхностная энергия на границе раздела фаз «вода-порода» и увеличивается на границе раздела фаз «нефть-порода», что способствует отделению нефти от поверхности. На гидрофильных участках породы адсорбция ПАВ наоборот способствует прилипанию капель нефти к этим участкам.

Таким образом, для гидрофобных поверхностей ПАВ должны проявлять высокую поверхностную активность на границе раздела сред «нефть – вода» и «вода – порода» и ограничивать адсорбцию на гидрофильных участках поверхности пород.

Капиллярное давление, создаваемое менисками на границах раздела, можно определить по следующей формуле:

$$p = \sum_1^n \left(\frac{+2\sigma}{R_i} \right) \quad (3)$$

где n — число менисков;

R_i — эффективные радиусы кривизны менисков;

«+» означает противоположное направление давления выпуклых и вогнутых менисков по направлению к потоку.

При отсутствии потока противоположно направленные давления менисков компенсируются. В вытесняющем потоке под действием перепада внешнего давления мениски деформируются по закону упругости так, что возникает составляющая капиллярного давления, направленная противоположно потоку. При этом наблюдается так называемый эффект Жамена:

$$p = \sum_1^n 2 \sigma \left(\frac{1}{R_i} - \frac{1}{R_j} \right) \quad (4)$$

где R_i — эффективные радиусы кривизны выпуклых менисков;

R_j — эффективные радиусы кривизны вогнутых менисков.

Роль ПАВ в процессе вытеснения нефти заключается в снижении поверхностного натяжения на границе раздела вытесняющей и вытесняемой жидкости до значений, при которых капиллярно-удерживаемая нефть становится подвижной. При этом происходит увеличение значения капиллярного числа, расчет которого можно произвести по формуле:

$$N_c = \frac{v \cdot \mu_v}{\sigma}, \quad (5)$$

где v — скорость фильтрации вытесняющей жидкости, м/с;

μ_v — вязкость вытесняющей жидкости, Па·с;

σ — поверхностное натяжение на границе «нефть — вытесняющая жидкость», Н/м.

При традиционном заводнении капиллярное число имеет значение 10^{-6} , а для значительного снижения остаточной нефтенасыщенности данный параметр должен быть не менее 10^{-3} , т.е. значение поверхностного натяжения должно быть снижено как минимум в 1000 раз [6].

Смачивающая способность ПАВ определяется энергией взаимодействия нефти с поверхностью породы, т.е. работой адгезии нефти:

$$W = \sigma \cdot (1 - \cos(\theta)) \quad (6)$$

где σ — межфазное натяжение на границе раздела «нефть — вода»;

Θ — краевой угол смачивания.

Таким образом, работа адгезии нефти и смачивающая способность ПАВ обратно зависят от краевого угла избирательного смачивания, т.е. чем меньше его значение, тем выше работа адгезии нефти и лучше смачивающая способность ПАВ.

Существенным отличием коллекторов, представленных карбонатными породами, от терригенных является их гидрофобность. Смачиваемая способность оценивается значением краевого угла смачивания, для карбонатных пород его значения обычно находятся в пределах 140-150°. Это объясняется ионным типом связей в кристаллической решетке, способствующих активному взаимодействию полярных компонентов нефти с породой. Изменение характера смачиваемости карбонатных пород позволяет улучшить подвижность прилипших к поверхности пор капель нефти. Терригенные породы изначально обладают более высокими показателями смачиваемости за счет хорошей исходной гидрофильности песчано-алевритовых пород.

В.В. Девликамовым и его учениками было отмечено, что растворы ПАВ могут диффундировать в нефть, при этом изменяя ее свойства. Нефть, содержащая большое количество асфальтенов или парафинов, имеет непостоянную вязкость. Такие жидкости принято называть неньютоновскими или аномальными. Учеными было замечено что водные растворы неионогенных ПАВ в результате их перехода в нефть подавляют аномалии вязкости нефти из-за которых происходит образование застойных зон и зон малоподвижной нефти. Соответственно, это приводит к увеличению КИН из пористой среды.

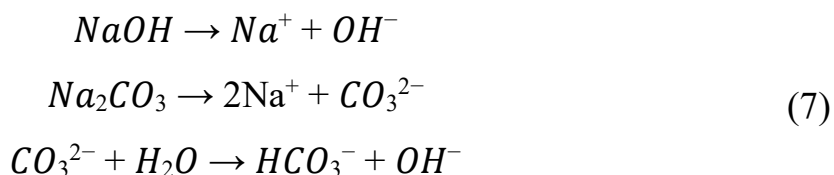
Действие щелочи при вытеснении нефти из пласта

Роль щелочи заключается в ее взаимодействии с органическими кислотами нефти и образовании природных ПАВ (смола, асфальтенов и других высокомолекулярных веществ), которые приводят к уменьшению межфазного натяжения. Низкие значения межфазного натяжения способствуют улучшению моющих свойств вод и внутрипластовому эмульгированию, что в свою очередь

приводит к увеличению нефтеотдачи. Такие значения достигаются лишь при определенной концентрации щелочи в растворе, поэтому важно учитывать потери щелочи на взаимодействие с пластовой и закачиваемой водами и породой.

Использование щелочи лучше на месторождениях с нефтями, характеризующимися высокими значениями кислотного числа. Кислотное число соответствует массе израсходованной щелочи, для нейтрализации нефтяных кислот в элементарном объеме нефти, выражается в мг КОН/г нефти. При значении кислотного числа более 0,5 мг КОН на 1 г нефти можно говорить об эффективности применения щелочи.

Добавление щелочи приводит к увеличению pH раствора вследствие уменьшения концентрации ионов водорода в воде. Диссоциация NaOH, Na₂CO₃ в воде протекает по реакции:



В результате продукты реакции OH⁻ взаимодействуя с нефтяными кислотами образуют природные ПАВ (рисунок 4).

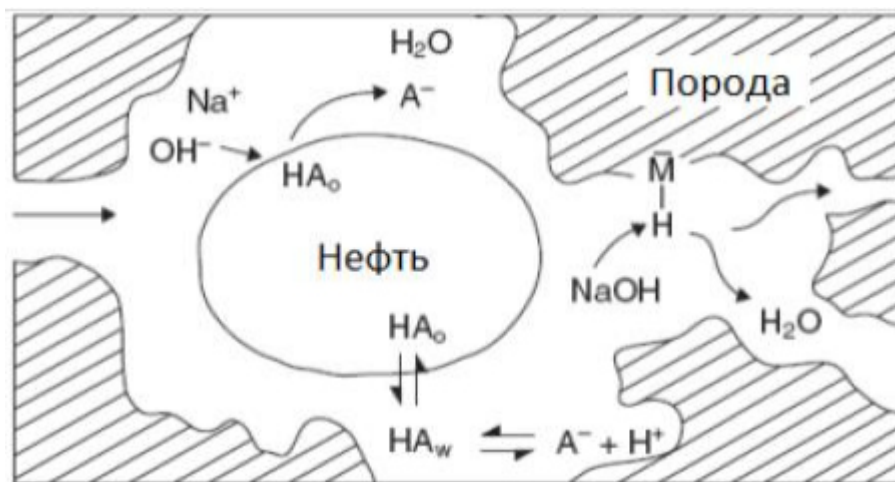


Рисунок 4 – Механизм действия щелочи в пласте

Нефтяные кислоты способны в нефти частично переходить в водную фазу по уравнению:

$$KD = [\text{HA}_o] / [\text{HAW}] \quad (8)$$

где KD – коэффициент распределения кислот в воде;

HA_o – концентрация нефтяных кислот в нефти;

HA_w – концентрация нефтяных кислот в воде.

Уравнение можно представить в виде:

$$HA_o \rightleftharpoons HA_w \quad (9)$$

Нафтеновые кислоты в водной фазе диссоциируют:



A^- – анионно поверхностно-активные вещества.

Добавление щелочи приводит к нейтрализации ионов H^+ , что способствует увеличению A^- ионов [6]:



Другая функция щелочи заключается в снижении расхода ПАВ. Взаимодействуя с горной породой, она увеличивает ее отрицательный заряд, что создает отталкивающий эффект с анионным раствором ПАВ, тем самым уменьшая его адсорбцию.

1.3 Геологические условия применения ASP-заводнения

Исходя из описанного механизма действия каждого компонента ASP раствора следует, что важным условием для эффективного применения технологии щелочно-ПАВ-полимерного заводнения является соответствие геологии рассматриваемого коллектора и свойств флюида критериям применимости данного метода. Основными и наиболее значимыми критериями являются:

- тип коллектора;
- температура пласта;
- проницаемость;
- минерализация пластовой воды;
- глинистость;
- вязкость пластового флюида.

Критерии применимости полимерного заводнения

Заводнение с использованием полимера успешно применялось в пластах, сложенных песчаниками и конгломератами. Закачка полимера в известняки

также возможна, но при этом наблюдаются значительные потери полимера из-за его адсорбции на горной породе. Тип коллектора при закачке полимера не является определяющим фактором, но экономически целесообразнее использовать данную технологию в коллекторе терригенного типа. Неблагоприятным фактором для применения полимерного заводнения является трещиноватость пласта.

Важным критерием является проницаемость пласта, при низких значениях которой молекулы полимера могут оказаться больше размеров пор, поэтому могут возникнуть такие проблемы, как снижение приемистости скважины и кольтатация, т.е. засорение ПЗП [7]. Поэтому значение проницаемости должно быть не ниже 50 мД. Закачка полимера в пласт с высокими значениями проницаемости экономически неэффективна в силу необходимости повышенных концентраций полимера.

Оптимальная глубина залегания объекта в среднем по реализованным проектам составляет 2200 м. Не рекомендуется применять полимерное заводнение на глубинах более 3000 метров, это объясняется высокими значениями пластовых температур и минерализации пластовых вод. Основные критерии применимости полимерного заводнения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Критерии применимости закачки в пласт полимера при ASP-заводнении

№ п/п	Критерии		Значение
1	Тип горной породы	предпочтительный	терригенный
		возможный	карбонатный
2	Тип коллектора		поровый
3	Проницаемость, мкм ²	предпочтительная	0,1 – 0,5
		возможная	0,05 – 1,0
4	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	предпочтительная	5-125
		возможная	до 10 000
5	Пластовая температура, °С	предпочтительная	до 70
		возможная	до 90
6	Нефтенасыщенность, %	предпочтительная	> 30
		возможная	< 15
7	Минерализация, г/л		< 270
8	Глубина залежи, м		< 3 000
9	Пористость, %		7-32

Ограниченность использования полимера в тех или иных геологических условиях в основном обусловлена его подверженностью различным деструкциям, негативно сказывающимся на процессе заводнения. Выделяют следующие виды деструкции полимера:

- Химическая деструкция, связанная с образованием свободных радикалов в следствие взаимодействия молекул полимера и кислорода. Один свободный радикал способен разрушить большое количество молекул, данную реакцию считают цепной. В целях борьбы с химической деструкцией используют такие методы, как подбор массы полимера, применение акцепторов свободных радикалов, т.е. поглотителей кислорода (например, бисульфита аммония NH_4HSO_3), удаление кислорода.

- Механическая деструкция, происходящая при воздействии на основную цепь полимера большого сдвигового напряжения и разделения полимера на части, в результате чего также образуются свободные радикалы. Механическая деструкция наблюдается при высоких скоростях движения, а также зависит от таких факторов, как тип полимера, исполнение скважины, проницаемость пласта и наземное оборудование.

- Термическая деструкция наступает вследствие воздействия высоких пластовых температур на полимер. Взаимодействие полимера и двухвалентных ионов пластовой воды между собой при определенных температурах ведут к потере вязкости раствора и осаждению полимера. Поэтому в раствор целесообразно добавлять стабилизатор, который повысит стойкость полимера не только к высокой температуре, но и не даст полимеру осаждаться в результате гидролиза. Сополимеры акриламида и акриловой кислоты склонны к разрушению при температуре свыше 80°C . Если температура превышает 80°C , то наилучшим вариантом будет использование сополимеров акриламида и акриламидо-третбутиловой сульфокислоты. Они стабильны до температур порядка $90-100^\circ\text{C}$, в зависимости от состава солевого раствора и количества акриламидо-третбутиловой сульфокислоты [7].

Важно подобрать тип полимера и его молекулярную массу так, чтобы не допустить его деструкции, в результате которой снижается молекулярная масса полимера и его загущающая способность.

Критерии применимости поверхностно-активных веществ

ПАВ являются уникальными химическими соединениями, позволяющими радикально изменять поверхностные и межфазные свойства. Молекула ПАВ имеет две функциональные группы, т.е. гидрофильную (водорастворимую) и гидрофобную (малорастворимую), или, другими словами полярную и неполярную группу (рисунок 5) [6].

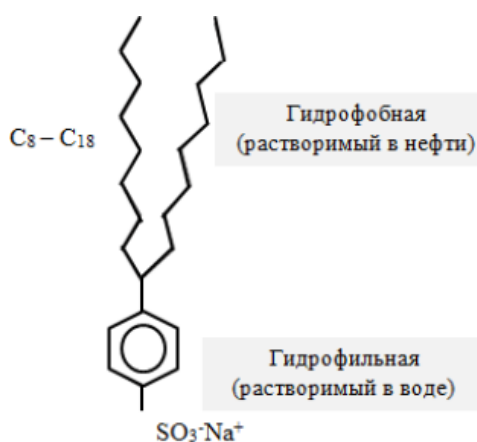


Рисунок 5 – Молекула поверхностно-активного вещества

По химической природе ПАВ можно разделить на неионогенные, диссоциирующие на ионы в водных растворителях, и ионогенные, распадающиеся на ионы в воде, как обычные электролиты. Ионогенные в свою очередь подразделяются на следующие группы:

- катионные – положительно заряженные поверхностно-активные ионы;
- анионные – отрицательно заряженные поверхностно-активные ионы;
- амфотерные – соединения, которые в зависимости от среды могут обладать как анионоактивным, так и катионоактивным характером.

Существует классификация ПАВ по растворимости в воде и маслах, согласно выделяют водо-, водомасло- и маслорастворимые.

Границы применения ПАВ, как и полимеров, с течением времени в силу появления новых технологий постоянно расширяются, поэтому критерии их применимости разнятся в зависимости от источников. В таблице 8 представлены осредненные значения критериев применения ПАВ по уже реализованным проектам.

Таблица 8 – Критерии применимости поверхностно-активных веществ

№ п/п	Наименование критерия	Значения
1	Проницаемость, 10^{-15} м^2	> 10
2	Пластовая температура, °С	< 93,3
3	Минерализация пластовой воды, мг/дм ³	< 50
4	Жесткость пластовой воды, ммоль/дм ³	< 1
5	Тип горной породы	Песчаник
6	Содержание глинистой фракции	Низкое
7	Динамический коэффициент вязкости нефти в пластовых условиях, мПа·с	< 35
8	Нефтенасыщенность, %.	> 30
9	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	Не критично
10	Глубина залегания продуктивного пласта, м	Не критично

Определяющим фактором в процессе адсорбции являются электростатические силы. Адсорбция анионных ПАВ на кварцевых минералах ниже, чем катионных в связи с тем, что поверхность породы заряжена отрицательно при pH выше 4. Глинистые минералы, имеющие гетерогенную структуру, заряжены как положительно, так и отрицательно, что приводит к адсорбции и анионных, и катионных ПАВ. Однако, адсорбция катионных на глинах выше. Это связано с тем, что они обладают отрицательно заряженной поверхностью в широком диапазоне pH. Заряд карбонатных пород, к примеру, кальцита и доломита, в воде положительный при pH ниже 9. Но в то же время заряд поверхности карбонатов может быть и изменен в присутствии ионов CO_3^{2-} , Ca^{2+} , Mg^{2+} , с нормальным pH в присутствии карбонат и бикарбонат ионов. Высокая концентрация металлов дает поверхности положительный заряд, а высокое содержание бикарбонат-ионов – отрицательный.

Важной особенностью ПАВ является образование истинных растворов при малых концентрациях и образование мицелл при достижении определенной

критической концентрации мицеллообразования (ККМ). Мицеллы находятся в термодинамическом равновесии с неассоциированными молекулами ПАВ. После достижения концентрации выше ККМ, вытесняющая способность ПАВ утрачивается (рисунок 6).

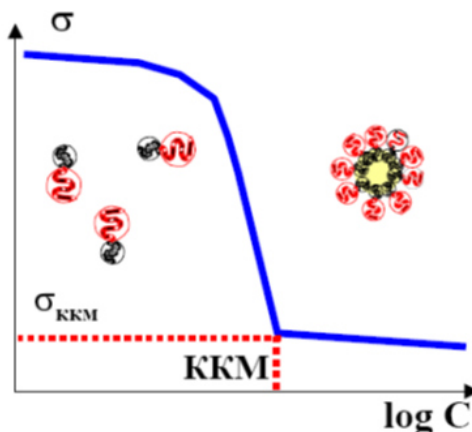


Рисунок 6 – Зависимость межфазного натяжения на границе раздела фаз от логарифма концентрации ПАВ

Микроэмульсия представляет собой систему, состоящую из водной и масляной фаз, а также слоя, разделяющего их, который формирует ПАВ. Классификация микроэмульсий, выполненная Винзором, включает 3 основных состояния (рисунок 7).

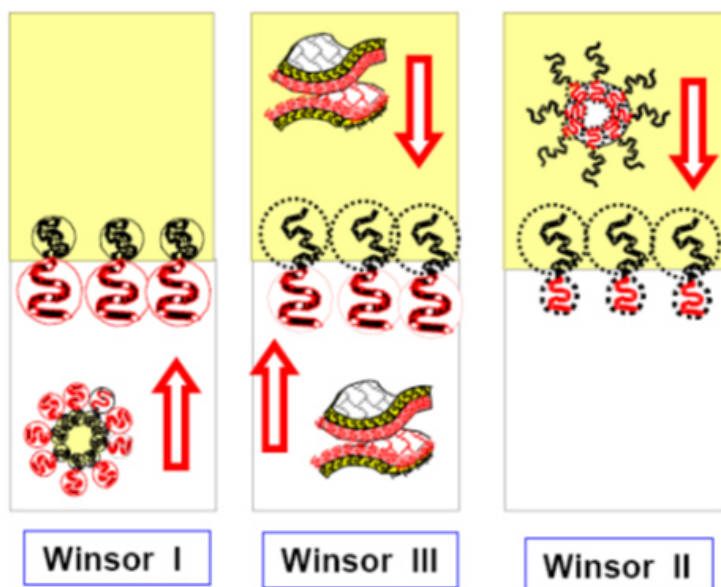


Рисунок 7 – Типы микроэмульсий по классификации Винзора

Двухфазными системами называют системы, в которых микроэмульсии контактируют только с органической либо водной фазами, а трехфазными – системы, в которых происходит взаимодействие одновременно с органической и водной фазами.

Схема Winsor Тип I является системой, в которой микроэмульсия контактирует только с нефтяной фазой, и характеризуется преимущественным концентрированием ПАВ в водной фазе. При этом в нефтяной фазе ПАВ остается очень мало. За счет этого микроэмульсия полностью занимает водную фазу.

Winsor Тип II представляет систему, в которой микроэмульсия контактирует с водной фазой. ПАВ преимущественно концентрируется в нефтяной фазе, а в водной фазе содержание ПАВ очень мало. Таким образом, система Winsor Тип II является противоположной системе Winsor Тип I.

Система Winsor Тип III характеризуется равномерным распределением молекул ПАВ между водной и нефтяной фазами. Микроэмульсия в такой системе контактирует с одной стороны с водной фазой, а с другой – с нефтяной фазой. Визуально в такой системе видна нефтяная, водная фаза, и между ними, находится микроэмульсия. В системе Winsor Тип III значения поверхностного натяжения минимальны [6].

Система, которая будет наблюдаться при смешивании раствора ПАВ с нефтью или другой органической фазой, зависит от состава органической фазы, от характеристик ПАВ и состава раствора ПАВ. Важнейшим фактором, влияющим на образование микроэмульсий, считается соленость воды, которая также используется при создании растворов ПАВ. Чем менее соленая вода, которая используется для растворов ПАВ, тем ПАВ больше растворим в водной фазе.

Критерии применимости щелочи

Выделяют следующие критерии успешного применения щелочи с целью увеличения нефтеотдачи (таблица 9).

Таблица 9 – Критерии применимости щелочи при ASP-заводнении

№ п/п	Наименование критерия	Значения
1	Коэффициент проницаемости, мкм ²	> 0,020
2	Пластовая температура, °С	< 90
3	Тип горной породы	Песчаник, гидрофобный малоглинистый коллектор
4	Плотность флюида, кг/м ³	850-960
5	Динамический коэффициент вязкости нефти в пластовых условиях, мПа·с	< 220
6	Наличие органических кислот	преимущественно

Механизм щелочного заводнения является достаточно сложным. Как правило, применение щелочи в плотных карбонатных породах представляет несколько проблем: перенос полимера в карбонатах с низкой проницаемостью, присутствие двухвалентных ионов, геохимические взаимодействия с химическими веществами и поверхностью породы, неоднородность порового масштаба и смачиваемость флюидов [8].

Высокая концентрация двухвалентных ионов и соленость в карбонатных коллекторах вызывают проблему очистки флюида от накипи, эрозии и сильного эмульгирования, что влияет на способность скважины к добыче флюида.

Карбонатные коллекторы содержат ангидрид CaSO_4 и гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, которые взаимодействуют с щелочью и образуют нерастворимые осадки. Это приводит к увеличению расхода щелочи, росту pH и снижению проницаемости.

Также высокое содержание глин и повышенные температуры ускоряют расходование химических реагентов. Особенностью глин является их свойство к набуханию при добавлении щелочи, поэтому даже их малое содержание в породе влияет расход рабочего агента, что влечет за собой экономические затраты. С увеличением содержания глин в породе, во-первых, увеличивается количество реагирующей с ней щелочи, а во-вторых, это обуславливает повышенную остаточную водонасыщенность пористой среды, что отрицательно сказывается на концентрации раствора.

Содержание двухвалентных катионов кальция и магния в пластовых водах оказывает большое влияние на процесс взаимодействия нефти с раствором

щелочи. Катионы активно реагируют с анионами гидроксида щелочного раствора с образованием нерастворимых гидроксидов, например, $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Кроме того, они также реагируют с органическими кислотами нефти с образованием осадков кальциевых $(\text{RCOO})_2\text{Ca}$ и магниевых $(\text{RCOO})_2\text{Mg}$ мыл, поверхностная активность которых мала. Таким образом, это снижает эффективную концентрацию щелочного раствора и приводит к повышению межфазного натяжения. Наиболее сильное влияние оказывает ион Ca^{2+} (рисунок 8). Удаление ионов кальция возможно при помощи хелатных агентов, таких как диаминтетраацетатная кислота.

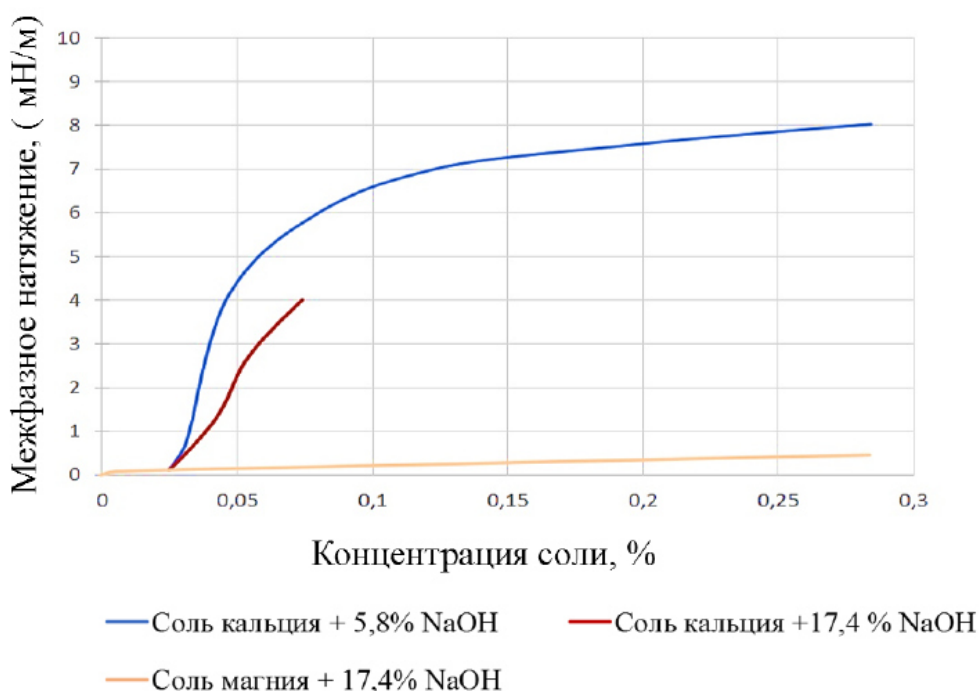


Рисунок 8 – Влияние содержания кальция и магния на межфазное натяжение на границе нефть – раствор соли в щелочной среде (pH=10) [9]

При приготовлении щелочи требуется использовать мягкую воду для предотвращения образования твердых частиц и их дальнейшего отложения на поверхности нагнетательной системы и закупоривания породы на стенке скважины. Снижение жесткости воды возможно добавлением цеолитового умягчителя при приготовлении раствора.

2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ASP-ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Проведение технологии ASP-заводнения начинается с выбора объекта-кандидата, подходящего по всем параметрам для использования данной технологии, среди которых выделяют следующие:

- геолого-физические, в которых относятся свойства коллектора и пластового флюида;
- технологические, подразумевающие концентрацию рабочих агентов, объем закачиваемых оторочек и т.д.;
- материально-технические, т.е. возможность обеспечения месторождения необходимым оборудованием и химическими реагентами.

2.1 Подбор рабочих агентов для ASP-заводнения в различных геологических условиях

В целях минимизации рисков внедрение технологии ASP-заводнения должно производиться поэтапно. На первой стадии проводятся лабораторные изыскания, направленные на разработку рецептуры ASP раствора, который будет достаточно эффективен для вытеснения нефти в условиях месторождения. Выполняется подбор химических реагентов для имеющихся геологических условий. Далее производится оптимизация рецептуры состава путем проведения фильтрационных экспериментов на керне, а затем проверяется работа химического раствора в полевых условиях.

Подбор полимера

Благодаря развитию химической промышленности на сегодняшний день существует большое разнообразие полимеров. Однако, при ASP-заводнении наиболее часто применяют полиакриламид (ПАА). Полиакриламид – полимер, состоящий из акриламида ($-\text{CH}_2\text{CHCONH}_2-$) и его производных. Радикальная полимеризация является основным методом синтеза полимеров на основе акриламида (АА). Данный тип полимеризации представляет собой процесс, при котором свободные радикалы являются активными центрами роста макромолекул.

Сырье, которое используют при синтезе ПАА, является пропилен, получаемый из сырой нефти [7].

Эффективность ПАА главным образом определяется его молекулярным весом и степенью гидролиза. При частичном гидролизе некоторые АА способны становиться замещенными или превращаться в акриловую кислоту. Это приводит к увеличению вязкости пресной воды и снижению вязкости жесткой воды.

Главным преимуществом ПАА является их относительно низкая стоимость. Кроме этого, они развивают хорошие вязкости в пресной воде, адсорбируют на породе, тем самым обеспечивают долгосрочную проницаемость. Недостатками ПАА является их тенденция к ухудшению сдвига при высоких скоростях потока и плохие характеристики в солевом растворе с высокой минерализацией.

В силу данного и других ограничивающих факторов производится постоянное совершенствование технологии производства полимеров. На сегодняшний день имеются реагенты с разными характеристиками.

Большой ассортимент современных составов полимеров предлагается компанией BASF. Например, сополимеры акриламида и акрилата Floraam подходят для применения в пластах с температурой до 70°C, с общим содержанием растворенных твердых веществ до 35 000 ч./млн. и количеством двухвалентных ионов до 1000 ч./млн.

Полимеры на основе акриламидо-третбутиловой сульфокислоты (Floraam AN 105, Floraam AN 105 CH, Floraam AN 105 VHM) менее чувствительны к температуре и уровню минерализации. Их рекомендуется использовать при температуре пласта до 95°C.

Терполимеры акриламида, акриламидо-третбутиловой сульфокислоты и N-винилпирролидона (Superpusher SAV 225) подходят для применения в пластах с температурой до 120°C, при высокой степени минерализации.

Компания SNF предлагает широкий ассортимент кальций-толерантных полимеров, подходящих для очень жестких и соленых растворов.

Мировые западные компании предоставляют большой выбор полимеров, однако, с точки зрения экономики, выгоднее будет их приобретение у китайской компании «Дацин Кемикал» [10]. Компания предлагает гидролизованые полиакриламиды с диапазоном молекулярных масс $3-35 \cdot 10^6$ и диапазоном степени гидролиза 20-27 мольн. %, а также жесткоцепные полимеры для применения в условиях высокоминерализованных вод (от 4 г/л до 100 г/л) и высокотемпературных пластов с диапазоном молекулярных масс $8-15 \cdot 10^6$ и диапазоном степени гидролиза 22-28 мольн. %.

Подбор поверхностно-активного вещества

Подбор ПАВ для ASP-заводнения выполняется исходя из состава пластовых вод. На рисунке 9 приведены некоторые ПАВ, которые можно использовать при различных уровнях минерализации пластовой воды и пластовой температуры.

		Низкая	Высокая	25000 частей на млн
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="margin-right: 10px;"> Низкая ↓ Высокая </div> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);"> Минерализация пластовой воды </div> </div>		<ul style="list-style-type: none"> ·Альфаолефинсульфонаты · Олефинсульфонаты из внутренних олефинов · Алкиларилсульфонаты · Алкилэфирсульфонаты ·ПАВ с большой гидрофобной группой 	<ul style="list-style-type: none"> ·Альфаолефинсульфонаты · Олефинсульфонаты из внутренних олефинов · Алкиларилсульфонаты ·ПАВ с большой гидрофобной группой 	
		<ul style="list-style-type: none"> ·Альфаолефинсульфонаты · Олефинсульфонаты из внутренних олефинов · Алкиларилсульфонаты ·ПАВ с небольшой гидрофобной группой 	<ul style="list-style-type: none"> ·Альфаолефинсульфонаты · Олефинсульфонаты из внутренних олефинов ·ПАВ с небольшой гидрофобной группой 	

80 °C

Рисунок 9 – Поверхностно-активные вещества, используемые для ASP-заводнения при различной минерализации воды и пластовой температуре

По результатам исследований последних лет композиции ПАВ, состоящие из двух и более поверхностно-активных веществ, более эффективны по сравнению с одиночными. Сложность использования таких композиций объясняется тем, что образованный новый ПАВ проявляет не «усредненную характеристику», а может обладать довольно непредсказуемыми свойствами за счет

образования мицелл смешанного строения. Таким образом, ПАВ в составе смеси могут проявлять синергизм и анти-синергизм в отношении друг друга [11].

Большой выбор ПАВ представляют упоминавшиеся ранее зарубежные компании BASF, SHELL и китайская научно-производственная компания «Дацин Кемикал».

Компания «Дацин Кемикал» располагает базой с более чем 30 марками ПАВ, а также предлагает разработку и производство ПАВ специально для конкретного проекта в целях повышения его эффективности [10].

В России ПАВ, подходящие для ASP-заводнения, на данный момент не производятся. СИБУР работает над созданием собственного производства ПАВ в рамках проекта «РусПАВ». Кроме того, «Газпром нефть» совместно с СПД и Тюменским государственным университетом реализует программу «Норкем» по созданию отечественных ПАВ. В результате уже было синтезировано 11 новых веществ, способных заменить зарубежные аналоги.

Подбор щелочи

В качестве щелочи в уже реализованных проектах по ASP-заводнению наиболее часто применялись едкий натр или по-другому каустическая сода NaOH и так называемая кальцинированная или техническая сода Na_2CO_3 . Преимуществами кальцинированной соды являются лучшая межфазная активность, большая способность к эмульгированию, достижения высоких значений pH для изменения смачиваемости породы, а также более широкий диапазон ПАВ для соответствия сверхнизкому межфазному натяжению.

При значениях температур порядка 70°C при использовании NaOH достигается наибольший коэффициент вытеснения нефти, а при температурах порядка 90°C лучше использовать Na_2SiO_3 . Метасиликат натрия проявляет эффективность даже при низких дозировках, снижает уровень свободных двухвалентных ионов металлов в пласте, увеличивает смачиваемость породы [12].

Метаборат натрия NaBO_2 поддерживает высокие значения pH без значительного нарушения проницаемости. Может эффективно применяться в карбонатных коллекторах за счет толерантности к двухвалентным ионам. Гидроксид

аммония NH_4OH немного уступает, но в целом также подходит для карбонатных пород.

Na_2CO_3 достаточно экономичен и легко транспортируется в резервуар, однако основное ограничение ее применения это выпадение осадка при присутствии двухвалентных катионов в породе.

Гидрокарбонат натрия NaHCO_3 идеально подходит для резервуаров с высоким содержанием глинистых пород, защищает ПАВ от свободных двухвалентных ионов за счет того, что практически не растворяет силикатные минералы в пласте.

Ортосиликат натрия Na_2SiO_4 также может быть использован в качестве щелочи. Его главное преимущество заключается в экономичности за счет высокой эффективности применения [12].

Особенности лабораторных исследований

Лабораторные исследования являются важным этапом для применения ASP-заводнения и обязательно включают в себя отбор ПАВ и полимеров, продемонстрировавших хорошую физическую и химическую стабильность при пластовых условиях месторождения, на котором планируется проведение мероприятия. Обычно месторождения Западной Сибири характеризуются высокими значениями пластовых температур и низкими значениями солености воды. Поэтому обязательным является проведение исследования ПАВ и полимера также и на температурную стабильность. Данное исследование может занимать достаточно продолжительное время, от нескольких недель до нескольких месяцев. После этого образцы тестируются на изменение физико-химических свойств [13]. Наличие информации о стабильности химических реагентов от производителей позволяет значительно ускорить этот процесс.

Далее проводятся обязательные тесты на водорастворимость компонентов раствора для ASP-заводнения. В основном тестируются только ПАВ. Химические реагенты смешиваются с солевым раствором и выдерживаются при пластовой температуре. Плохая растворимость ПАВ в воде видна по расслоению и образованию пленки (рисунок 10).



Рисунок 10 – Результаты исследования растворов на водорастворимость для Западно-Салымского месторождения [13]

С целью определения способности раствора химических реагентов образовывать микроэмульсии с нефтью проводятся тесты на фазовое поведение. В пробирку с раствором воды, ПАВ и щелочи добавляют сырую дегазированную нефть с месторождения. При проведении фазовых тестов полимер обычно не используется. Исследование может занимать несколько дней для достижения равновесия. Если система ПАВ является активной, то между нефтью и имеющимся раствором образуется средняя фаза микроэмульсии. Большое влияние на формирование эмульсии оказывает соленость. При оптимальной концентрации соли величина поверхностного натяжения на границе раствора ПАВ/нефть будет минимальна.

Микроэмульсия типа Winsor I образуется при солености раствора ниже оптимального. В таких условиях сверхнизкое значение поверхностного натяжения не достигается. Микроэмульсия типа Winsor II наоборот образуется при солености раствора выше оптимального значения концентрации. Сверхнизкие значения поверхностного натяжения достигаются при оптимальной концентрации соли, образуется микроэмульсия типа Winsor III (рисунок 11). Наличие этого типа микроэмульсии определяет успешность ASP-заводнения.

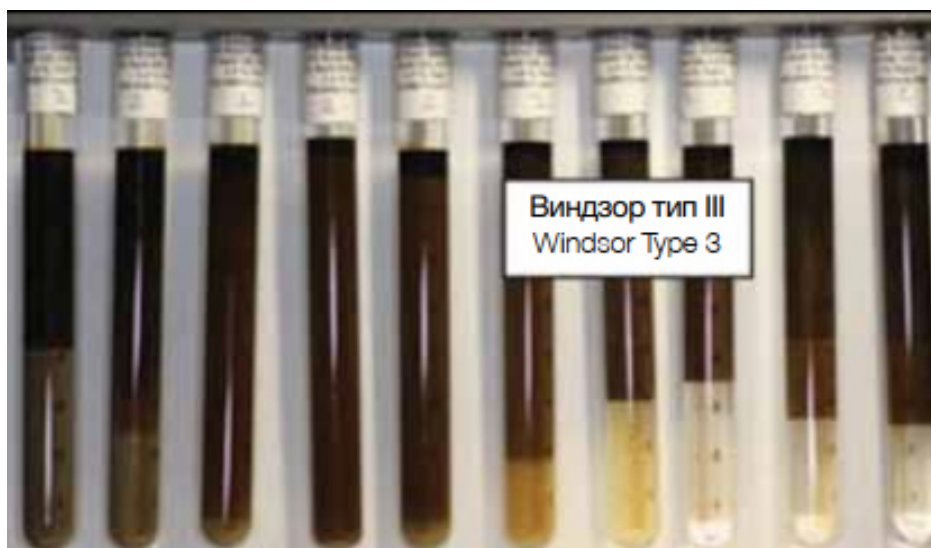


Рисунок 11 – Результаты тестов на фазовое поведение для Западно-Салымского месторождения [13]

Таким образом, для определения лучшего состава раствора ПАВ выполняется ряд экспериментов различных видов ПАВ и их комбинаций. ПАВ, показавшие наилучшую активность с нефтью, но имеющие плохую растворимость могут быть использованы при добавлении в раствор ASP растворителя, в качестве которого наиболее часто применяется изобутанол.

Комплекс исследований по разработке химического состава для Западно-Салымского месторождения проводился в круглосуточной лаборатории и включал в себя контроль свыше 40 параметров (качество реагентов, раствора ASP, водоподготовки, показатели нефтяной ASP-эмульсии и т.д.), что составляло свыше 1500 проб и тестов в месяц.

Сущность фильтрационных экспериментов на керне

Эксперименты на керне проводятся при пластовых условиях. Для этого образцы подвергают всестороннему сжатию, обеспечивая поддержание пластовой температуры и давления.

На начальной стадии выполняется восстановление смачиваемости керна. После этого производится вытеснение нефти моделью пластовой воды. Определяется динамика водонасыщенности образцов керна и средняя остаточная нефтенасыщенность [13].

Далее выполняется закачка оторочки воды с пониженной минерализацией, подобранной в результате тестов, закачка оторочки раствора ASP в размере 0,4 поровых объема и закачка полимерной смеси также в размере 0,4 поровых объема. В завершении эксперимента проводится постзаводнение пластовой водой для вытеснения закачанных химических реагентов и образовавшихся водо-нефтяных эмульсий.

На каждом этапе жидкость, выходящая из керна, собирается в пробирки для дальнейшего определения доли нефти в добытой жидкости, доли добычи остаточной нефти, pH воды на выходе, концентрации ПАВ и щелочи от количества прокаченных объемов (рисунок 12а). После проведения экспериментов методом баланса фаз определяется остаточная нефтенасыщенность в образцах керна (рисунок 12б).

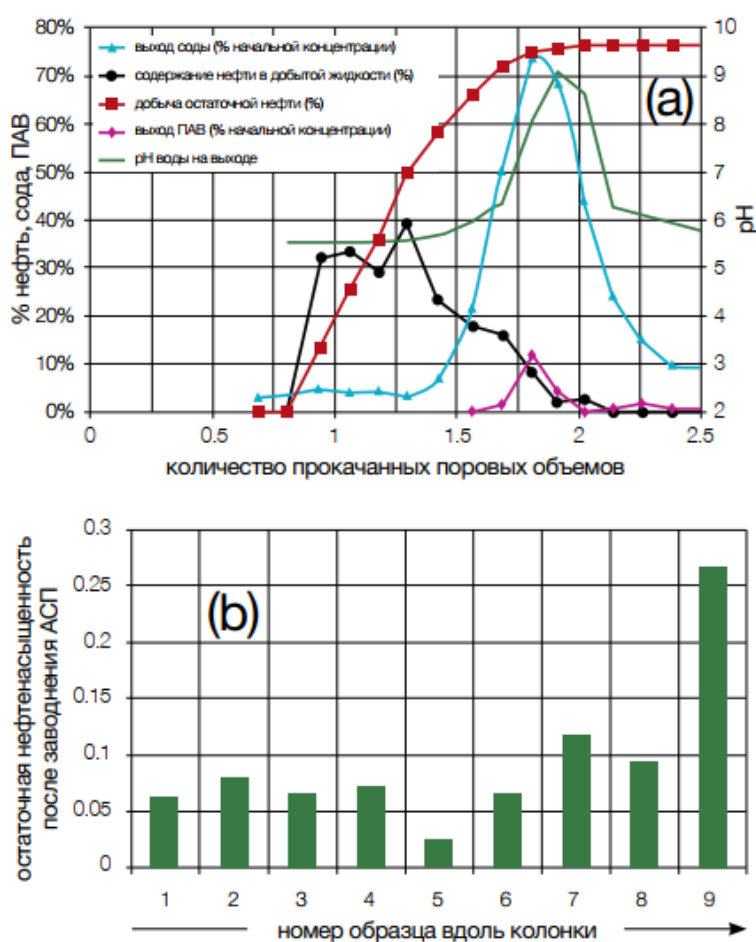


Рисунок 12 – Результаты эксперимента на керне: а – результаты по добыче нефти, б – остаточная нефтенасыщенность после ASP-заводнения для каждого из образцов колонки [13]

Основные параметры фильтрационного эксперимента, проведенного на Западно-Салымском месторождении представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры фильтрационного эксперимента ASP-заводнения [13]

Параметр	Значение
Проницаемость колонки	50 мД
Концентрации компонентов раствора ASP	0,7 % ПАВ, 2 % кальцинированной соды, 0,3 % полимера
Объем оторочки ASP	40% порового объема колонки
Концентрация компонентов полимерной оторочки	0,3 % полимера
Объем полимерной оторочки	40% порового объема колонки
Остаточная нефтенасыщенность после заводнения	33 %
Остаточная нефтенасыщенность после заводнения ASP	8-9 %
Дополнительный КИН	40 %
Потери ПАВ	0,3 мг/г керна
Потери соды	0,4 мг/г керна

Сущность технологии проведения полевых испытаний с маркерами

Следующим шагом после проведения лабораторных исследований является полевое испытание с маркерами, проводимое с целью измерения эффективности ASP-заводнения в полевых условиях. Измерение остаточной нефтенасыщенности проводится до и после заводнения раствором ASP с использованием этилацетата (EtAc) в качестве маркера, который при закачке в пласт распределяется между неподвижной (защемленная нефть в призабойной зоне нагнетательной скважины) и подвижной (смесь закачанной и пластовой вод) фазами. После закачки определенного объема оторочки раствора, содержащего этилацетат, скважину закрывают на несколько дней для распределения маркера между фазами. Этилацетат, оставшийся в водной фазе, в результате гидролиза превращается в этанол (EtOH). Далее производится откачка закачанной жидкости и замер концентраций EtAc и EtOH. Этанол плохо растворим в нефти, поэтому он извлекается раньше этилацетата. В идеальном случае измерение концентраций как функций объема добытой жидкости представляют собой кривые, сдвинутые относительно друг друга (рисунок 13). По сдвигу между пиками определяется

остаточная нефтенасыщенность. Соответственно, чем больше сдвиг, тем больше значение остаточной нефтенасыщенности.

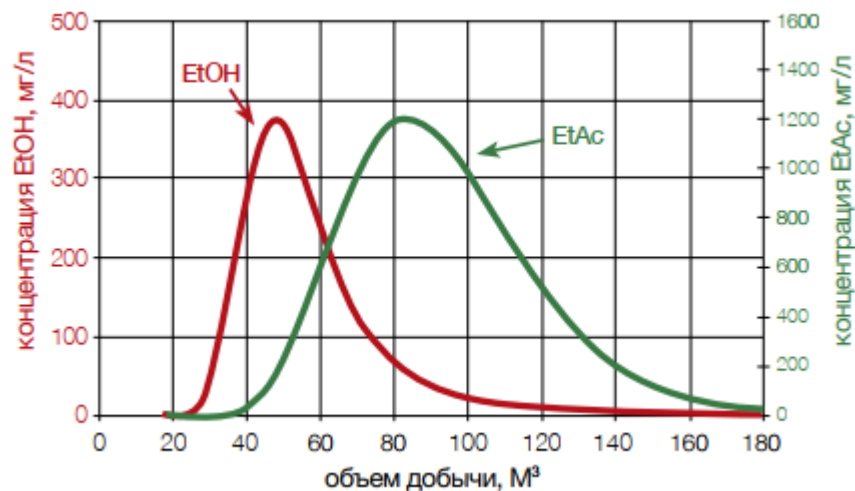


Рисунок 13 – Результаты исследования с маркерами для идеального случая [13]

В реальном случае форма кривых зависит от множества факторов: перераспределение жидкостей при закрытии скважины, перетоки между пластами, влияние соседних скважин и т.д. Поэтому обязательно необходимо учитывать погрешность результатов измерения.

На Западно-Салымском месторождении в качестве маркера этилацетата в закачиваемую жидкость был добавлен пропанол (NPA). Измерение остаточной нефтенасыщенности производилось до и после применения ASP-заводнения (рисунок 14 а, б). На основании этого, было определено, что данная технология позволила снизить остаточную нефтенасыщенность с 23% до 2% на исследуемом участке и, соответственно, сделан вывод о ее высокой эффективности.

Проведение испытания с использованием трассеров на одной скважине является самым оптимальным вариантом, т.к. позволяет относительно быстро получить результат. На основании полевых испытаний с маркерами принимается решение о проведении полноценного проекта по ASP-заводнению.

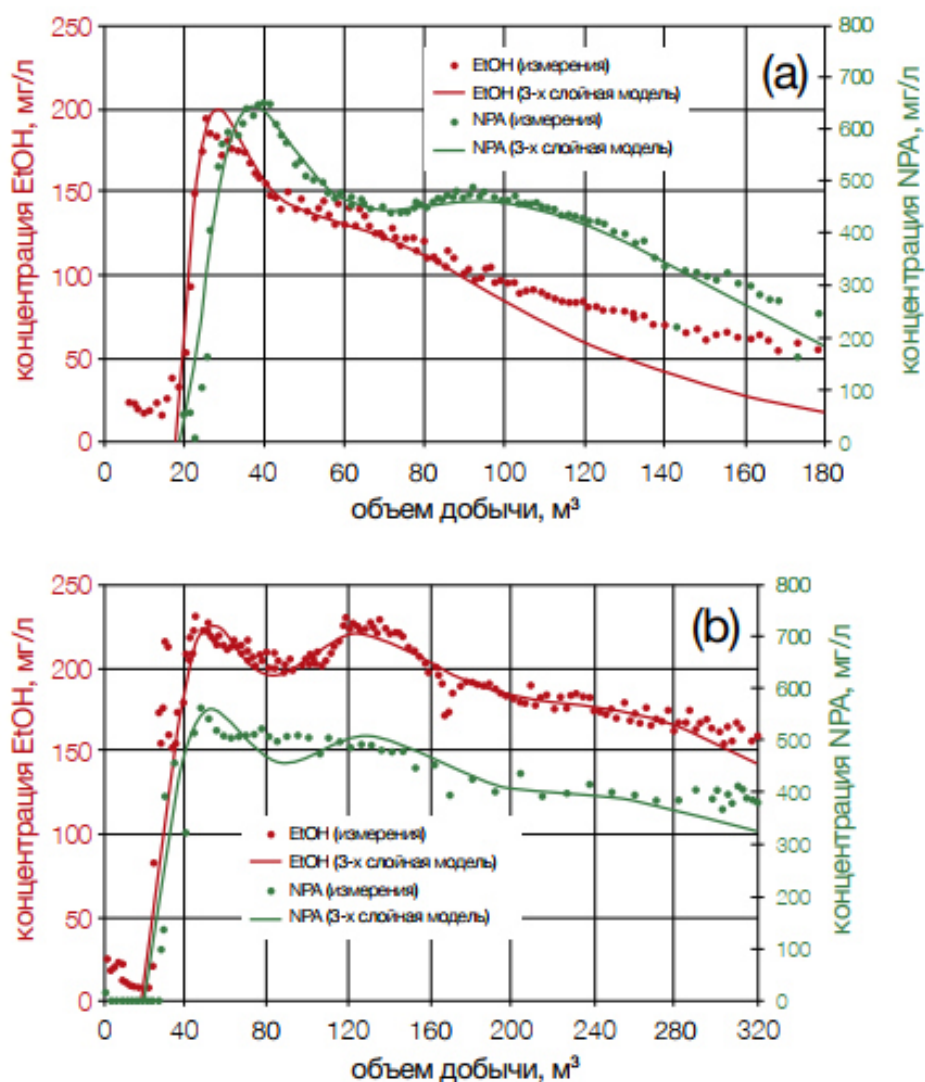


Рисунок 14 – Результаты полевого испытания с маркерами до (а)
и после закачки раствора ASP (б)
на Западно-Салымском месторождении [13]

В последние годы разработаны специальные программные обеспечения, с помощью которых производится моделирование заводнения пласта. Такие программы, используя различные алгоритмы расчета, проводят оптимизацию параметров для заданных условий конкретного месторождения. Это позволяет получить более экономически выгодные параметры (концентрация реагентов, объем закачиваемой жидкости) для проведения ASP-заводнения, а также постоянно отслеживать сам процесс заводнения.

2.2 Технологическая последовательность проведения мероприятий воздействия на пласт при ASP-заводнении

Технологический процесс включает в себя комплекс мероприятий, выполняющийся в определенной последовательности и обеспечивающий качественное проведение работы по воздействию на пласт с целью повышения его нефтеотдачи.

Выбор участков для проведения технологии производится с учетом их геолого-физических характеристик, состояния выработки запасов, а также промыслово-эксплуатационных показателей нагнетательных скважин, через которые будет производиться воздействие.

В процессе подготовки к проведению технологии ASP необходимо проверить исправность устьевой арматуры нагнетательных скважин и убедиться в отсутствии заколонных перетоков. Перед проведением работ проводится комплекс геофизических исследований (ГИС), включающий в себя расходометрию и термометрию для определения работающей толщины пласта. При выявлении заколонных перетоков необходимо проведение ремонтно-изоляционных работ. На основе суточной закачки блока кустовой насосной станции (КНС) определяется приемистость нагнетательных скважин. При низкой приемистости перед проведением технологии проводится обработка призабойной зоны (ОПЗ).

Технологические параметры процесса, а именно концентрация и объем оторочек рабочих агентов, устанавливаются на основании результатов лабораторных исследований и промысловых испытаний. На выбор технологических параметров влияют геологическое строение пласта, особенности разработки, а также приемистость скважины. Скорость закачки раствора не должна превышать 5м/с, это позволит не допустить механической деструкции полимера. Оптимальным давлением закачки является 20-22 МПа [7].

Перед проведением работ необходимо уточнить параметры работы скважины, провести контрольный замер дебита, отобрать 2-3 пробы жидкости, определить обводненность продукции.

На скважину доставляется необходимое количество реагентов, оборудование и агрегаты, необходимые для проведения мероприятия.

Процесс подготовки раствора для ASP-заводнения включает в себя четыре основных этапа:

- водоочистка;
- поточное смешивание подготовленной воды с сыпучими химическими реагентами;
- подготовка вязкого раствора полимера в обескислороженной среде;
- откачивание вязкого анионного ПАВ из емкостей с последовательным смешением с растворителем и водой.

Сам процесс ASP-заводнения состоит из следующих этапов:

1. Предварительная закачка буферного раствора. Иногда может выполняться с применением раствора солей, щелочи или полимера с целью изменения минерализации и других свойств флюида и горных пород, уменьшения потерь ПАВ при дальнейшей закачке основной оторочки, уменьшения риска солеотложения при взаимодействии пластовой воды с раствором ASP. Объем предварительной оторочки составлял 9,7% от порового пространства со средней массовой концентрацией 0,145%. Однако, данный этап осуществлялся не на всех проектах.

2. Введение основной оторочки, состоящей из щелочи, ПАВ и полимера. Средние концентрации оторочки ASP на пилотных проектах составляли 1,25% щелочи, 0,27% ПАВ, 0,135% полимера. Закачка оторочки занимала 30,8% порового объема.

3. Закачка оторочки полимера с целью обеспечения контроля подвижности и минимизации каналобразования. Наиболее часто полимер вводится в пласт по ступенчатой и затухающей схеме со снижением его концентрации. Средний размер оторочки составляет 24,2% от объема пор, а средняя массовая концентрация полимеров 0,08%.

4. Постзаводнение. Закачка пресной воды, объем которой в среднем составляет 30% порового объема, производится для оптимизации процесса восстановления химических реагентов.

Для реализации технологии могут использоваться стационарные мобильные установки, либо комплекс сооружений. Самоходная установка УНС-КУДР на базе автомобилей Камаз/Урал представляет собой комплекс специального оборудования и автоматики, предназначенный для закачки полимерных и других растворов из сыпучих и жидких материалов в эксплуатационные и нагнетательные скважины для повышения нефтеотдачи пластов. Комплекс способен в автоматическом режиме обрабатывать и записывать информацию по закачке: расход, давление, температуру (рисунок 15).



Рисунок 15 – Самоходная установка УНС-КУДР

Характеристики самоходной установки представлены в таблице 11.

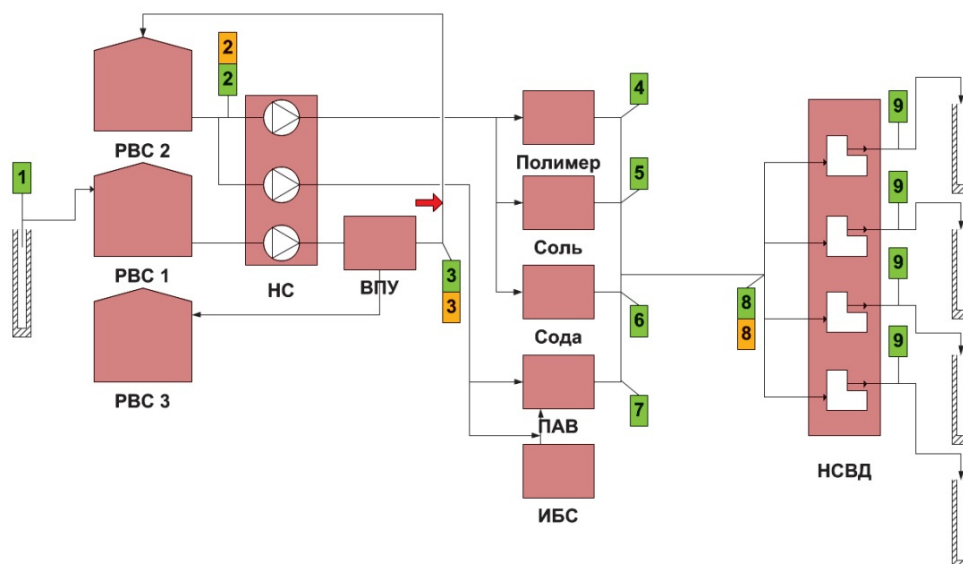
Таблица 11 – Характеристики комплекса УНС-КУДР

№ п/п	Наименование параметров	Ед. изм.	Значения
1	Производительность установки	м ³ /ч	апр.15
2	Максимальное давление закачки	МПа	30
3	Подача НД1 (жидкие реагенты), min-max	л/ч	5–100

Продолжение таблицы 11

4	Подача НД2 в поток (жидкие реагенты), min-max	л/ч	5–100
5	Расход сухого полимера, регулируемый, min-max	кг/ч	8–200
6	Расход сухих сыпучих химреагентов (транспортер шнековый), min-max	кг/ч	50–720
7	Температура окружающей среды	°C	от -40 до +40

Второй вариант проведения технологии ASP-заводнения предполагает использование специализированных наземных сооружений (рисунок 16).



РВС 1 – резервуар артезианской воды; РВС 2 – резервуар подготовленной воды; РВС 3 – резервуар сточных вод; НС – насосная станция перекачки артезианской и чистой воды; ВПУ – установка водоподготовки; установки по приготовлению растворов реагентов (полимер, соль, сода, ПАВ, ИБС); НСВД – насосная станция высокого давления закачки растворов в пласт. Потоки сред: 1 – артезианская вода; 2 – подготовленная вода после РВС; 3 – подготовленная вода до РВС; 4 – маточный раствор полимера; 5 – маточный раствор соли; 6 – маточный раствор кальцинированной соды; 7 – маточный раствор ПАВ и ИБС; 8 – трехкомпонентная смесь на входе в насосную станцию закачки после смешения; 9 – пробоборные точки на нагнетании насосов высокого давления.

Рисунок 16 – Схема наземных сооружений для проведения технологии ASP-заводнения

Решение по выбору варианта реализации технологии ASP-заводнения следует принимать для конкретного месторождения отдельно, поскольку на этот выбор влияет большое количество факторов: площадь месторождения, планируемый объем закачки, география, возможности доставки оборудования, экономическая сторона вопроса и т.д.

2.3 Анализ альтернативных химических реагентов для ASP-заводнения

Зачастую органические химические реагенты не уступают по своим характеристикам реагентам, полученным синтетическим путем. Кроме того, предлагаемые альтернативные реагенты являются экологически безопасными, поскольку продукты биосинтеза подвержены процессам биоразложения в течение 8-12 месяцев.

Биополимеры

При производстве синтезированного полимера ПАА, имеющего длительную историю применения, могут образовываться токсичные соединения. Поэтому применение природных полимеров, получаемых биотехнологическим способом, способствует снижению техногенной нагрузки на окружающую среду, при их распаде не образуются загрязняющих агентов.

Биополимеры (БП), полученные из процесса ферментации, представляют собой полисахариды растительного и микробного происхождения. По сравнению с ПАА они имеют меньший молекулярный вес. Основными преимуществами БП является их высокая загущающая способность, более низкая адсорбция на поверхности горной породы и неподверженность деструкции, т.е. хорошая соле- и термоустойчивость (до 150°C). Это обусловлено характерной спиральной структурой, структурной жесткостью и свободными цепями.

Наибольшее распространение получили следующие биополимеры: ксантановая камедь, склероглюкан, гуаровая камедь, продукт БП-92. Последний применялся на нескольких месторождениях Западной Сибири. Через 1-3 месяца

после закачки полимера в пласт наблюдалась эффективность от применения технологии, а именно снижение обводненности и увеличение добычи. На Покамасовском месторождении удалось дополнительно добыть 8,8 тыс. т нефти [7].

Биологические поверхностно-активные вещества

ПАВ на биологической основе могут полностью заменять синтетические ПАВ, либо использоваться в качестве вспомогательного вещества в целях снижения стоимости. Различают биоПАВ растительного происхождения, т.е. ПАВ, синтезирующиеся из различных масел, например, касторового, кокосового и других, и животного происхождения, которые связаны с применением микробных организмов.

К основным преимуществам биоПАВ можно отнести их высокую биоразлагаемость, низкую токсичность, отличные поверхностно-активные, эмульгирующие и моющие свойства.

Органические щелочи

Применение синтетических щелочей, при их контакте с породой пласта, приводит к образованию отложений, что впоследствии ведет к ухудшению проницаемости [14]. В дополнение к этому, сильная щелочь может вызывать коррозию скважинного оборудования. Замена синтетических щелочей на органические позволит избежать этих проблем.

Наиболее распространенными органическими щелочами являются амины (метиламин, триметиламин, этаноламин и т.д.), которые не только сопоставимы с обычными щелочи, но и превосходят их в некоторых аспектах. Например, применение этаноламина возможно в пластах с более высокой соленостью и температурой.

2.4 Проблемы ASP-заводнения

При реализации проектов ASP-заводнения может возникнуть ряд проблем, таких как образование стойких эмульсий, деструкция полимера, образование солевых отложений, отказы насосов. Образование эмульсий может происходить в ПАВ при снижении межфазного натяжения на границе вода/нефть, при реакции щелочи с сырой нефтью с дальнейшим образованием природных ПАВ,

а также при закачке воды, в связи с наличием натуральных эмульгаторов, таких как асфальтен, в сырой нефти. Опыт применения ASP-заводнения на месторождении Daqing в Китае показал, что чем сильнее эмульгирована добытая жидкость, тем ниже обводненность. Однако, возникают и трудности, связанные с образованием эмульсий, например, увеличение давления закачки, снижение скорости закачки воды, уменьшение дебита жидкости, проблемы разделения эмульсии на нефть и воды. В целом же процесс эмульгирования является больше преимуществом, чем недостатком, так как согласно исследованиям, способствует увеличению нефтеотдачи до 5%.

Применение щелочи при ASP-заводнении приводит к увеличению концентраций OH^- , CO_3^{2-} и SiO_3^{2-} в пласте. Высокое содержание OH^- делает пластовую среду щелочной и преобразует HCO_3^- в CO_3^{2-} . SiO_3^{2-} образуется в результате взаимодействия щелочи и пластовых минералов. В результате реакции раствора и минералов породы, образуются двухвалентные ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} . Взаимодействие неорганических анионов кислотных остатков с катионами может привести к образованию солевых отложений, которые в свою очередь приводят к закупорке пласта и негативно сказываются на добыче нефти. Так из-за данной проблемы на месторождении Daqing срок службы винтовых насосов сократился до 97 дней, по сравнению с 375 днями при полимерном заводнении и 618 днями при традиционном заводнении [15]. Решением данной проблемы может быть использование менее агрессивной щелочи или использование бесщелочного заводнения с увеличением концентрации ПАВ. Это приведет к увеличению стоимости технологии, но будет сопоставимо со стоимостью борьбы с солевыми отложениями.

Другая проблема ASP-заводнения связана с закачкой полимера. При работе трехплунжерным насосом скорость его закачки в рукава неравномерна. Это приводит к изменению нормального напряжения и вязкостного расширения, в результате создаются вибрации на насосе. Решить данную проблему можно увеличив диаметры рабочих труб [16].

3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗВИТИЮ ТЕХНОЛОГИИ ASP-ЗАВОДНЕНИЯ

ASP-заводнение является современной технологией повышения нефтеотдачи пласта. Комплексное использование ПАВ и щелочи позволяет повысить мобильность нефти в пласте, а полимер увеличивает область вытеснения нефти по сравнению с обычным заводнением. При этом общее количество добываемых флюидов остается на прежнем уровне, однако уменьшается обводненность добываемой продукции.

Технологию ASP-заводнения можно разделить на несколько стадий. В первую очередь производится подробный анализ геологических характеристик с целью отбора пласта-кандидата. После этого проводится исследовательская и лабораторная деятельность, в процессе которой выполняется подбор оптимального состава раствора, определяется процентное содержание каждого компонента с заданной концентрацией, необходимый объем раствора для вытеснения нефти, рациональный способ его закачки. На завершающей стадии производится приготовление раствора и его закачка в пласт с последовательным введением нескольких оторочек.

Для достижения наибольшей эффективности важен комплексный подход к применению ASP-заводнения. Решение о применении данной технологии на конкретном месторождении должно приниматься с учетом геолого-физических критериев применяемого метода, разработанных на основе анализа фактического опыта применения на месторождениях и соответствующих лабораторных исследований. Критерии должны учитывать химическую, термическую и механическую стабильность используемых компонентов, их сорбцию на коллекторах и поведение в пластовых условиях. Наиболее важными параметрами для применения ASP-заводнения являются тип коллектора, пластовая температура, проницаемость, глинистость, минерализация воды и вязкость пластового флюида.

Результаты, полученные в ходе многочисленных опытно-промысловых испытаний и крупномасштабных проектов, подтверждают эффективность применения технологии ASP-заводнения. Так на Западно-Салымском месторождении было дополнительно добыто 3 тыс. тонн нефти, коэффициент нефтеотдачи на пилотном участке достиг 67%, 15% из которых составил эффект от применения ASP-заводнения. Обводненность снизилась с 98 до 92%, с минимальным значением в 88%. В среднем за счет применения данной технологии на реализованных проектах произошло увеличение КИН на 15-20% и снижение обводненности добываемой продукции на 10-15%.

Отрицательно повлиять на эффективность ASP-заводнения могут потери химических реагентов, возникающие вследствие адсорбции ПАВ, а также при их закачке в непродуктивные зоны, снижение приемистости нагнетательных скважин при закачке раствора, закупоривание породы призабойной зоны скважины полимером.

Технология ASP-заводнения имеет большие перспективы для своего развития. По экспертным оценкам, она может быть применима на 11 действующих месторождений «Газпром нефти». При проектном увеличении коэффициента нефтеотдачи на 15%, есть потенциал дополнительной добычи около 170 млн тонн нефти.

Широкомасштабное внедрение технологии в России в настоящее время осложнено несколькими факторами. Во-первых, это технологические причины, такие как необходимость разработки оптимальных химических составов индивидуально для каждого месторождения в зависимости от условий осваиваемого коллектора. Во-вторых, высокие затраты на импортные реагенты и оборудование, а также отсутствие налоговых преференций делают ASP-заводнение достаточно дорогостоящей технологией.

Решением проблемы может стать максимальная локализация производства реагентов и оборудования на территории страны. Это позволит оптимизировать схему поставки и снизить проектные затраты примерно на 25-30%. Также развитие исследовательских центров и подготовка высококвалифицированного

персонала позволит развивать и активно внедрять технологию, избегая импорто-зависимость.

Изменение действующей системы налогообложения могло бы дать хороший импульс для активного внедрения ASP-заводнения. На данный момент специфика налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) не позволяет учесть условия разработки каждого месторождения и итоговый экономический результат от реализации инвестиционного проекта по его разработке. Введение специальных государственных программ и налоговых льгот могли бы послужить хорошим стимулом к широкомасштабному внедрению данной технологии.

К основным направлениям развития технологии можно отнести переход от сильнощелочного ASP-заводнения к слабощелочному, а также расширение критериев применимости, для чего необходима разработка более стабильных высокоэффективных ПАВ, термостойких и солеустойчивых полимеров. Также в перспективе возможен переход от ASP-заводнения к технологии FASP или по-другому технологии пенного химического полимерного заводнения. Применение пены вместо водных растворов позволяет снизить расход дорогих химических реагентов (ПАВ, полимер) до приемлемого уровня рентабельности, а также приводит к повышению эффективности самой технологии. Это объясняется большой поверхностью раздела фаз пены, на которой происходят все физические и химические процессы, а также ее высокой кажущейся вязкостью по сравнению с водой [17].

При решении перечисленных задач ASP-заводнение может стать одним из приоритетных МУН, выйти на рентабельное применение на всех месторождениях, будет способствовать развитию нефтяной отрасли и позволит обеспечить эффект мультипликации за счет развития смежных отраслей промышленности.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Нурмаганбетова Карина Ануаровна

Школа	Инженерная школа при- родных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование проведения мероприятия с точки зрения экономической эффективности
2. Планирование и формирование бюджета исследований	Определение суммарных затрат на проведение мероприятия по ASP-заводнению.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности внедрения новой технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Расчетные формулы
2. Таблицы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н.		31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Нурмаганбетова Карина Ануаровна		31.03.2021

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрена одна из современных и наиболее эффективных технологий, а именно технология ASP-заводнения. Данный вид заводнения благодаря комплексному воздействию на пласт позволяет одновременно увеличить коэффициент вытеснения нефти и коэффициент охвата пласта заводнением и как результат увеличить нефтеотдачу.

В данном разделе приведено экономическое обоснование технологического мероприятия по ASP-заводнению нефтяных пластов. Целью данного обоснования является установление экономической целесообразности применения ASP-заводнения при разработке месторождений.

4.1 Формирование бюджета затрат на реализацию технологии ASP-заводнения

Затраты на реализацию технологии ASP-заводнения включают в себя стоимость материальных затрат на проведение технологии, заработную плату работников, амортизационные отчисления, отчисления во внебюджетные фонды, затраты на контрагентные услуги и накладные расходы.

4.1.1 Оборудование для проведения технологии ASP-заводнения

Необходимое оборудование для реализации ASP-заводнения представлено в таблице 12.

Таблица 12 – Оборудование для проведения ASP-заводнения

№ п/п	Краткое описание действия	Используемое оборудование
1	Смешивание ПАВ, ингибиторов разбухания глин, ингибиторов по водопритоку	Смешивающий агрегат
2	Закачка буферной жидкости	Насос
3	Закачка «продавочной» жидкости	Насос
4	Установка по приготовлению и закачке полимерных растворов	УДР-32М
5	Смешивание химических реагентов	Емкость

Техника, необходимая для проведения данного мероприятия представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Техника для проведения ASP-заводнения

№ п/п	Краткое описание действия	Используемая техника
1	Доставка рабочих до места проведения работ	А/м УАЗ
2	Установка манифольдов	Кран
3	Доставка жидкости	Цистерна

4.1.2 Расчет амортизационных отчислений

В соответствии с технологическим регламентом на проведение мероприятия по ASP-заводнению необходимо 48 часов.

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, использованное для проведения данного вида заводнения, представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет амортизационных отчислений

№ п/п	Наименование материала	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб./48 часов
			Одного объекта	Всего	
1	НКТ	10	15000	150000	3125
2	ГНКТ	1	25000	25000	520,8
3	Хвостовик	1	560000	560000	11666,7
4	А/м УАЗ	1	400000	400000	8333
5	Насос	4	650000	2600000	54166,7
6	Цистерна	1	350000	350000	7291,7
7	Смешивающий агрегат	1	500000	500000	10416
8	Кран	1	400000	400000	8333,3
	Итого	20	2900000	2385000	49687,5

Амортизация рассчитывается по формуле 12:

$$P_A = \frac{P}{n}, \quad (12)$$

где P_A – стоимость амортизации;

P – стоимость активов;

n – срок эксплуатации.

Срок использования насосно-компрессорных труб (НКТ), гибких насосно-компрессорных труб ГНКТ, хвостовика – 2 года, а/м УАЗ и крана – 5 лет, насоса – 4 года, цистерны – 5 лет, смешивающего агрегата – 4 года. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается 48 часов.

Сумма амортизационных отчислений за время проведения мероприятия составит 49687,5 рублей.

4.1.3 Расчет материальных затрат на проведение технологии ASP-заводнения

Стоимость химических реагентов в растворе ASP - 4690 руб./м³. Транспортные расходы составляют 25% от стоимости материалов. Размер продуктивного пласта 270 м³. Величина материальных затрат на проведение мероприятия представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Материальные затраты на проведение технологии ASP-заводнения

№ п/п	Ресурсы	Количество единиц	Стоимость единицы с учетом доставки, руб.	Общая стоимость, руб.
1	Химические реагенты в растворе ASP	270 м ³	4690	1267472
2	ГСМ для насоса	1440 литров	34 руб./литр	48960
3	ГСМ для а/м УАЗ	120 литров	34 руб./литр	4080
4	Спецодежда	30 комплектов	8000	240000
	Итого			1560512

Расчет топлива осуществляется исходя из того, что, а/м УАЗ был в пути 800 км, следовательно, при расходе топлива 15л/100 км было потрачено 120 литров. Насос использовался в рабочем режиме в течение всего периода работ. Расход насоса составляет 30л/ч, поэтому за период 48 часов было потрачено 1440 литров дизельного топлива.

Исходя из таблицы видно, что для проведения технологии ASP-заводнения необходимо наличие основных и вспомогательных материалов, общая стоимость которых будет равна 1560512 рублей.

4.1.4 Расчет заработной платы работников

Расчет заработной платы сотрудников представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество сотрудников	Оклад, руб.	Районный коэффициент, руб. (50%)	Зарплата с учетом надбавок, руб. (месяц)	Итого заработная плата, руб. (месяц)	Итого заработная плата, руб. (48 часов)
Оператор ДНГ	5	8700	13050	40455	202275	53940
Технолог ДНГ	3	9230	13845	42919,5	128758,5	34335,6
Главный специалист по бурению	1	12300	18450	94095	94095	25092
Главный специалист по ТКРС	1	10500	15750	80325	80325	21420
Полевой супервайзер	1	15400	23100	117810	117810	31416
Машинист	7	5600	8400	27720	794040	51744
Помощник буровика	5	7700	11550	36960	184800	49280
Геофизик	3	9560	14340	51624	154872	41299
Итого	308526,5					

Районный коэффициент принят равным 1,5. Работа рассчитана на 48 часов.

По данным, представленным в таблице, можно сделать вывод, что для проведения мероприятия потребуется бригада из 26 человек, общая заработная плата которой составит 308526,5 рублей.

4.1.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В таблице 17 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд социального страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС), а также фонд обязательного страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Таблица 17 – Расчет отчислений во внебюджетные фонды

Должность	Заработная плата за проведение мероприятия, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям			
		ПФР, 22%	ФСС, 2,9%	ФОМС, 5,1%	Страхование от несчастных случаев, 0,5%
Оператор ДНГ	53940	11866	1564,2	2751	269,7
Технолог ДНГ	34335,6	7553,8	995,7	1751	171,7
Главный специалист по бурению	25092	5520	727,7	1279,7	125,5
Главный специалист по ТКРС	21420	4712,4	621,1	1092,4	107,1
Полевой супервайзер	31416	6911,5	911	1602,2	157,1
Машинист	51744	11383	1500,6	2638,9	258,7
Помощник буровика	49280	10841,6	1429	2513,3	246,4
Геофизик	41299,2	9085,8	1197,7	2106,3	206,5
Итого		67876	8947,3	15764,87	1542,6
		94130,8			

Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний начисляются по тарифу 0,5, так как вид деятельности относится к 4 классу.

Согласно проведенным расчетам, общая сумма, уходящая во внебюджетные фонды, равна 94130,8 руб.

Затраты на контрагентные услуги составляют 821074 руб.

4.1.6 Расчет суммарных затрат на проведение мероприятия по ASP-заводнению

Расчет суммарных затрат на проведение мероприятия представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Затраты на организационно-технические мероприятия

№ п/п	Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1	Материальные затраты	1560512
2	Амортизационные отчисления	49687,5
3	Затраты на оплату труда	308526,8
4	Отчисления во внебюджетные фонды	94130,7
5	Контрагентные услуги	821074
	Сумма основных расходов	2833931,0
6	Накладные расходы (16% от суммы п.1-5)	453429,0
	Суммарные затраты на мероприятие	3287360,0

Таким образом, исходя из таблицы 18, можно сделать вывод, что для полного проведения работ по ASP-заводнению с учетом амортизационных отчислений на используемое оборудование необходимо заложить в план работ затраты на 3287360 рублей.

4.2 Расчет экономической эффективности мероприятия

Технологию ASP-заводнения предлагается провести на 13 скважинах месторождения Z. Продолжительность технологического эффекта составит три года. Стоимость одного мероприятия равна 3287,36 тыс. руб (таблица 18). Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после проведения ASP-заводнения составит 15,8 т/сут.

Среднегодовой темп уменьшения эффективности от проведенного мероприятия равен 20%. Коэффициент эксплуатации скважин – 0,94.

Себестоимость добычи нефти для предприятия составляет 14462,5 руб./т. Доля условно-переменных затрат в себестоимости нефти – 51%.

Ставка дисконта принимается равной 10%, ставка налога на прибыль – 24%.

Для расчетов возьмем нефть марки Brent. Стоимость данной нефти составляет 68,23 \$/баррель [18]. Курс доллара 73,80 руб. 1 баррель равен 0,1364 т. Таким образом, стоимость нефти составит 36916,23 руб./т. Данные взяты на 08.05.2021 года.

Дополнительная добыча нефти за год после проведения мероприятия по ASP-заводнению определяется по формуле 13:

$$\Delta Q = \Delta q \cdot T \cdot K_{\Sigma} \cdot N, \quad (13)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

T – время работы скважины в течение года, сут.;

N – количество скважин на которых проводится инновационное мероприятие, ед.;

K_{Σ} – коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.

Дополнительная добыча за 1-й год составит:

$$\Delta Q_{(1)} = 15,8 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 13 = 70472,74 \text{ тонн.}$$

В среднем продолжительность технологического эффекта по уже реализованным проектам приблизительно 1-2 года. С последующим течением времени темп снижения эффективности от ASP-заводнения составляет около 15-20% в год. Таким образом, расчетное значение дебита в год n после проведения мероприятия можно найти по следующей формуле:

$$\Delta q_n = \Delta q_{(n-1)} - (\Delta q_{(n-1)} \cdot K_{\Pi}), \quad (14)$$

где Δq_n – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

$\Delta q_{(n-1)}$ – прирост среднесуточного дебита за предыдущий год, т/сут.;

K_{Π} – среднегодовой коэффициент падения добычи, д.ед.

Прирост среднесуточного дебита за 2-й и 3-й года составит:

$$\Delta q_2 = 15,8 - (15,8 \cdot 0,2) = 12,64 \text{ т/сут.};$$

$$\Delta q_3 = 12,64 - (12,64 \cdot 0,2) = 10,11 \text{ т/сут.}$$

Дополнительная добыча за 2-й и 3-й года соответственно равна:

$$\Delta Q_{(2)} = 12,64 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 13 = 56378,19 \text{ тонн.};$$

$$\Delta Q_{(3)} = 10,11 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 13 = 45102,55 \text{ тонн.}$$

Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году n рассчитывается по формуле 15:

$$\Delta B_n = \Delta Q_n \cdot C_H, \quad (15)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в n -м году, тонн;

C_n – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 70472,74 \cdot 36916,23 = 2601587996 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_2 = 56378,19 \cdot 36916,23 = 2081270397 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_3 = 45102,55 \cdot 36916,23 = 1665016318 \text{ руб.}$$

Текущие затраты на проведение мероприятия в году n определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле 16:

$$\Delta Z_n = \Delta Z_{\text{доп } n} + Z_{\text{мер}}, \quad (16)$$

где $\Delta Z_{\text{доп } n}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в n -м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в n -м году в свою очередь можно рассчитать по формуле 17:

$$\Delta Z_{\text{доп } n} = \Delta Q_n \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у.пер}}}{100}, \quad (17)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 70472,74 \cdot 14462,5 \cdot 0,51 = 519798121,1 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 56378,19 \cdot 14462,5 \cdot 0,51 = 415838496,9 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 45102,55 \cdot 14462,5 \cdot 0,51 = 332670797,5 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле 18:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{мер}} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (18)$$

где $C_{\text{мер}}$ – стоимость одного мероприятия, руб.;

$N_{\text{скв}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 42735680 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты на проведение мероприятия составят:

$$\Delta Z_1 = 519798121,1 + 42735680 = 562533801,1 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_2 = 38018949,7 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_3 = 11405684,9 \text{ руб.}$$

Для расчета налога на прибыль по формуле 19 рассчитывается налогооблагаемая прибыль на n-й год:

$$\Delta\Pi_{\text{н.обл } n} = \Delta B_n - \Delta Z_n, \quad (19)$$

где ΔB_n – прирост выручки от реализации в n-м году, руб.;

ΔZ_n – текущие затраты в n-м году, руб.

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 1} = 2601587996 - 562533801,1 = 2039054195 \text{ руб.};$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 2} = 2081270397 - 38018949,7 = 1665431900 \text{ руб.};$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 3} = 1665016318 - 11405684,9 = 1332345520 \text{ руб.}$$

Величина налога на прибыль за n-й год рассчитывается по формуле 20:

$$\Delta H_{\text{пр}} = \Delta\Pi_{\text{н.обл}} \cdot \frac{N_{\text{пр}}}{100}, \quad (20)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, %.

$$\Delta H_{\text{пр } 1} = 2039054195 \cdot 0,24 = 489373006,9 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 2} = 1665431900 \cdot 0,24 = 399703565,0 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 3} = 1332345520 \cdot 0,24 = 319762924,8 \text{ руб.}$$

Прирост потока денежной наличности за n-й год определяется по формуле 21:

$$\Delta\Pi\Delta H_n = \Delta\Pi_{\text{н.обл } n} - \Delta H_{\text{пр } n}, \quad (21)$$

$$\Delta\Pi\Delta H_1 = 2039054195 - 489373006,9 = 1549681188 \text{ руб.};$$

$$\Delta\Pi\Delta H_2 = 1665431900 - 399703565,0 = 1265728244 \text{ руб.};$$

$$\Delta\Pi\Delta H_3 = 1332345520 - 319762924,8 = 1012582595 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности рассчитывается по формуле 22:

$$\Delta\Pi\Delta H_n = \frac{\Delta\Pi\Delta H_n}{(1+i)^n}, \quad (22)$$

где i – ставка дисконта, д. ед.

$$\Delta\Pi\Delta H_1 = \frac{1549681188}{(1+0,1)^1} = 1408801080 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_2 = \frac{1265728244}{(1+0,1)^2} = 1046056400 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_3 = \frac{1012582595}{(1+0,1)^3} = 760768291 \text{ руб.}$$

Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле 23:

$$\text{ЧДД}_n = \sum \text{ДПДН}_n, \quad (23)$$

$$\text{ЧДД}_1 = \text{ДПДН}_1 = 1408801080 \text{ руб.};$$

$$\text{ЧДД}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = 1408801080 + 1046056400 = 2454857480 \text{ руб.};$$

$$\text{ЧДД}_3 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = 1408801080 + 1046056400 + 760768291 = 3215625771 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения мероприятия по ASP-заводнению представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	70,5	56,4	45,1
Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти, тыс. руб.	2601588,0	2081270,4	1665016,3
Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти, тыс. руб.	519798,1	415838,5	332670,8
Текущие затраты на проведение мероприятия, тыс. руб.	42735,7	0	0
Общие затраты на проведение мероприятия, тыс. руб.	562533,8	38018,9	11405,7
Налог на дополнительную прибыль, тыс. руб.	489373,0	399703,6	319762,9
Поток денежной наличности, тыс. руб.	1549681,2	1265728,2	1012582,6
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	1408801,0	1046056,4	760768,3
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	1408801,0	2454857,5	3215625,8

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В результате реализации ASP-защелкивания на 13 скважинах месторождения Z за 3 года возможно получение дополнительной добычи нефти в размере 172 тыс. тонн. При этом чистый дисконтированный доход за рассматриваемый период составит 3215625,8 тыс. руб. Бюджетная эффективность проекта равна 1208839,6 тыс. руб.

Рассчитанные показатели экономической эффективности позволяют сделать вывод об экономической целесообразности настоящего технологического мероприятия по увеличению КИН. Это позволяет рекомендовать ASP-защелкивание к внедрению на типовых нефтяных месторождениях.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Нурмаганбетова Карина Ануаровна

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Эффективность применения технологии ASP-защиты при разработке нефтяных месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: технология ASP-защиты.</p> <p>Область применения: нагнетательные скважины.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровня шума; - превышение уровня вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенная запыленность рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - химические реагенты; - высокое давление; - механические опасности; - электрический ток.

3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. Гидросфера: загрязнение подземных вод. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами и нефтью.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - нарушение электроснабжения; - взрыв и пожар. Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
-------------------------------------------------------------	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Нурмаганбетова Карина Ануаровна		31.03.2021

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Метод ASP-заходнения основан на взаимодействии трехкомпонентной смеси с пластовой нефтью и породой. Проведение данной технологии заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление закачки воды, раствора ASP и полимерного раствора по заданным режимам, монтаж, демонтаж и обслуживание оборудования, используемого при закачке, контроль за работой агрегата. Работы по проведению мероприятия выполняются круглогодично на кустовых площадках.

ASP-заходнение, как и любые мероприятия, проводимые на скважинах, является источником повышенного уровня опасности при малейших отклонениях от технологического режима эксплуатации оборудования и правил проведения мероприятия. Поэтому важно соблюдать безопасные условия труда во избежание наступления чрезвычайных ситуаций.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Технология ASP-заходнения осуществляется непосредственно на месторождениях, поэтому из-за удаленности места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в основном преобладает вахтовый метод работы. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом прописаны в Главе 47 ТК РФ [19].

К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца, в исключительных случаях допускается увеличение до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междусменного отдыха.

Предусматривается выплата надбавки за вахтовый метод работы взамен суточных за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от пункта сбора до

места выполнения работ. Лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки, также предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск длительностью 16 календарных дней для местностей, приравненных к районам Крайнего Севера и 24 календарных дня для районов Крайнего Севера.

Работник ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно соответствовать определенным требованиям. В конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства с целью устранения или снижения опасных и вредных факторов до определенных значений. Рабочая область оператора должна соответствовать требованиям, прописанным в ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ [20].

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2016 [21]. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы и возможность передвижений. Также должны соблюдаться эргономические требования к оборудованию и отсчетным устройствам индикаторов, прописанные в ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ и ГОСТ 22902-78 [22, 23].

5.2 Производственная безопасность

ASP-заводнение осуществляется через нагнетательные скважины, обслуживанием которых занимается оператор по поддержанию пластового давления (ППД). Работник, выполняя технологические операции на рабочем месте, состоящем из скважин, кустовой площадки и блоков автоматики, постоянно подвергается воздействию вредных и опасных факторов.

Согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» при проведении мероприятия по ASP-заводнению присутствуют факторы, представленные в таблице 20 [24]:

Таблица 20 – Возможные опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	-	-	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [25]
2. Превышение уровня шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [26]
3. Превышение уровня вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [27]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [28]
5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [29]
6. Химические реагенты	-	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [30]
7. Высокое давление	-	+	+	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия [31]
8. Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [32]

5.2.1 Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по закачке ASP раствора в пласт проводятся на открытом воздухе. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия работающего и даже несчастному случаю. Работающие должны быть

обеспечены средствами индивидуальной защиты (СИЗ), которые выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [25]. Материал спецодежды должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые и фибровые каски. Для защиты глаз от попадания песка используются очки. При работе с химическими реагентами необходимо использовать фильтрующие противогазы, резиновые перчатки, непромокающие рукавицы. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, а при осадках – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы приостанавливаются (таблица 21).

Таблица 21 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

Превышение уровня шума

Работа оператора ППД связана с нахождением на территории с повышенным уровнем шума, создающимся работающими техническими установками и агрегатами. Также на удаленные месторождения работников доставляют на вертолетах, которые создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [26] значение уровня звука на открытой местности

должно быть не более 80 дБ. В целях снижения уровня шума на нефтегазопромыслах предусматривается рациональная планировка производственных объектов и технических установок, производится планирование режимов труда и отдыха, работники обеспечиваются противошумными вкладышами или наушниками.

Превышение уровня вибрации

Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД обусловлен работой насосного агрегата по закачке реагента в скважину. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [27] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. При вибрации производительность работника снижается, увеличивается вероятность получения травмы. Для защиты от вибрации используются резиновые перчатки.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. Норма освещенности согласно СП 52.13330.2016 [28] должна быть не ниже 10 люксов. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. При соответствии освещенности указанным нормам дополнительные мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

5.2.2 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При проведении работ на нефтепромыслах используется автомобильный транспорт различного назначения, поэтому важно проводить мероприятия по устранению возможных механических травм, к числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003-91 [29].

При осуществлении процесса заводнения используются высоконапорные насосы, вращающиеся части которых могут также представлять опасность для жизни работника. Основными правилами предосторожности являются: соблюдение правил техники безопасности, соблюдение формы одежды, повышенное внимание на рабочем месте.

Химические реагенты

При ASP-заводнении используются такие химические реагенты, как щелочь и ПАА. При контакте в зависимости от концентрации вещества возможен химический ожог, раздражение кожи, потеря зрения, раздражение дыхательных путей. Важно соблюдать меры предосторожности при приготовлении раствора. Требования безопасности при работе с химическими реагентами прописаны в ГОСТ 12.1.007-76, при соблюдении которых можно избежать воздействия опасного фактора на здоровье работника [30].

Высокое давление

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может иметь тяжелые последствия. Опасность может быть связана со взрывом сосуда, в результате которого может произойти разрушение взрывной волной рядом расположенного оборудования и техники, травмирование работников осколками оборудования.

Другая группа опасностей зависит от свойств вещества, находящегося в оборудовании, которое работает под давлением. Применение определенных материалов для сосудов с щелочью недопустимо, т.к. они вступают во взаимодействие. Рекомендуется использовать простые и нержавеющие стали. Важно проверять плотность фланцевых соединений для предупреждения ожогов щелочами. На трубопроводах, соединяющих насосы с емкостями, рекомендуется устанавливать обратные клапаны во избежание обратного потока реагента из аппарата в трубопровод при понижении давления [31].

Причинами разгерметизации сосудов, работающих под давлением, могут быть дефекты, возникшие при их изготовлении, хранении и транспортировке. Для своевременного обнаружения дефектов производят внешний осмотр сосудов и аппаратов, проводят испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

Электрический ток

При проведении работ на кустовых площадках источником поражения электрическим током могут быть плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением.

Воздействие электрического тока на человека может проявиться в виде электрического удара, электротравмы или профессионального заболевания. Поэтому важно чтобы все электрооборудование и электроинструменты были заземлены. Защитное заземление должно удовлетворять требованиям, прописанным в ГОСТ 12.1.030-81 [32].

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока применяются средства коллективной и индивидуальной защиты: изоляция токопроводящих частей, предупредительная сигнализация, использование знаков безопасности, защитное отключение, диэлектрические перчатки и ботинки, инструменты с изолированными рукоятками.

5.3 Экологическая безопасность

Процесс закачки раствора ASP сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. С целью минимизации негативного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

Атмосфера

При эксплуатации скважин происходит загрязнение атмосферного воздуха на кустовой площадке углеводородным газом и сопутствующими вредными веществами.

Для защиты атмосферы от загрязнения проводят следующие мероприятия:

- периодическая проверка оборудования на герметичность;
- контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на территории кустовой площадки;
- уменьшение концентрации вредных веществ.

Гидросфера

Особое отрицательное воздействие на состав подземных вод оказывают химические реагенты и пластовые флюиды. Можно выделить следующие причины загрязнения подземных вод:

- разлив химических реагентов и нефти;
- перетоки флюида в заколонном пространстве вследствие нарушения целостности обсадных колонн;
- хозяйственно-бытовые или твердые отходы.

Мероприятия по защите гидросферы должны быть основаны на данных инженерно-геологических изысканий, фильтрационных расчетах и прогнозах миграции загрязняющих веществ в подземных водах с учетом особенностей загрязняющих веществ.

После закачки химических реагентов в пласт, нагнетательную скважину рекомендуется промывать достаточным объемом инертной жидкости. Сброс жидкости необходимо производить в сборную емкость, а остатки реагентов собирать и доставлять в места утилизации или уничтожения.

При возникновении аварийной ситуации в целях защиты подземных вод от загрязнения необходимо оградить место аварии, покрыть адсорбционным материалом рассыпанные или разлитые вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые, или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения [33].

Литосфера

Негативное влияние на состояние литосферы оказывают нефть и химические реагенты, используемые при ASP-закачке. Загрязнение почв может происходить по следующим причинам:

- утечка химических реагентов при транспортировке;
- разлив реагентов на дозаторных установках;
- утечка раствора реагентов или нефти при повреждении или коррозировании оборудования скважины.

В случае загрязнения почвы нефтью необходимо произвести сбор пролитой нефти, срезку почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ, после завершения разработки месторождения проводится рекультивация земель. Также в целях защиты литосферы необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью оборудования, производить подбор оптимальных химических реагентов.

В целях предупреждения негативного влияния антропогенного фактора необходимо проводить инструктажи для работников по вопросам соблюдения норм и правил экологической безопасности и ознакомление с требованиями санитарно-эпидемиологической службы.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении мероприятия по закачке ASP раствора в пласт может возникнуть ряд чрезвычайных ситуаций:

- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- разрушение элементов, находящихся под высоким давлением;
- нарушение электроснабжения;
- взрыв и пожар.

Кроме этого, возможны ЧС природного характера, такие как паводковые наводнения, ураганы, пожары, попадание молнии.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является разрушение элементов, находящихся под высоким давлением. При нарушении герметичности

оборудования есть вероятность возникновения взрыва. Работник может получить серьезные травмы и даже потерять жизнь.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует оградить опасную зону и остановить в ней работы, сообщить руководству о произошедшей ситуации, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей.

Для предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций необходимо строго соблюдать технологический процесс, правила техники безопасности, инструкции, своевременно проводить профилактические мероприятия и поддерживать надежную работу оборудования, применять различные средства блокировки, которые позволят исключить аварии при неправильных действиях работников, периодически проверять уровень знаний обслуживающего персонала.

Во избежание взрывов и пожаров необходимо выполнение следующих требований:

- топливную емкость для двигателей внутреннего сгорания и смазочные материалы необходимо располагать не ближе 15 м от кустовой площадки;
- электрические машины, оборудование и приборы должны соответствовать требованиям «Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования»;
- запрещается пользоваться факелами, спичками на кустовой площадке;
- курение разрешается только в специально отведенных местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: «Место для курения».

Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В данном разделе были рассмотрены опасные и вредные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников, обслуживающих скважины при проведении ASP-заводнения, приведены меры и мероприятия по устранению или снижению их негативного влияния. Выполнение всех требований по охране труда и соблюдения правил безопасности позволяет предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была рассмотрена технология ASP-заводнения, позволяющая комплексно воздействовать на пласт. С помощью данной технологии возможно одновременное увеличение коэффициента охвата пласта заводнением, коэффициента вытеснения нефти и, как следствие, увеличение коэффициента нефтеотдачи в целом.

Важным условием эффективного применения технологии ASP является соответствие геолого-физических условий рассматриваемого объекта и свойств флюида критериям применимости данной технологии. Наиболее значимыми факторами являются тип коллектора, температура пласта, проницаемость, минерализация пластовой воды, глинистость и вязкость пластового флюида.

С целью достижения максимальной эффективности необходимо производить подбор состава раствора ASP для условий конкретного месторождения, также важно соблюдать технологический режим подготовки раствора и режим его закачки в пласт.

Перспективным направлением в технологии ASP является исследование замены синтетических реагентов на органические, которые позволяют наряду с улучшением эффективности заводнения, улучшить экологический и экономический аспекты применения технологии. Также в последнее время начинает развиваться технология FASP или технология пенного химического полимерного заводнения.

Применение технологии ASP-заводнения является экономически целесообразным мероприятием увеличения извлечения остаточной нефти из пласта.

Также были рассмотрены меры, которые необходимо соблюдать при закачке раствора ASP в пласт. Соблюдение требований производственной безопасности и проведение рекомендованных мероприятий позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика). – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.
2. Нажису, Ерофеев В. И. Исследование и применение комплексной технологии заводнения для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 10. – С. 96–100.
3. Pu H. An update and perspective on field-scale chemical floods in Daqing oil field, China. / Pu H., Xu Q. // SPE 118746 presented at SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. – 15–18 March, Manama, Bahrain, 2009. – P. 1–8.
4. Gu H. Study on reservoir engineering: ASP (alkali, surfactant, polymer) flooding pilot test in Karamay oilfield / Gu H., Yang R., Guo S., Guan W., Yue X., Pan Q. // In: Proceedings of 6th SPE Oil & Gas International Conference, Beijing, China, 2–6 November 1998 – P. 385–391.
5. Sheng J. J. Status of surfactant EOR technology // Petroleum. – 2015. – №.1. – pp. 97 – 105 с.
6. Olajire A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. / Olajire A. // Pergamon-Elsevier science ltd, the Boulevard, Langford lane, Kidlington, Oxford OX5 1gb, England. - 1 December 2014 – P. 963-982.
7. Вендина Д. А. Анализ эффективности применения технологии полимерного заводнения в различных геологических условиях на месторождениях Западной Сибири / Д. А. Вендина; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. Т. С. Глызина. – Томск, 2020.
8. Pinaki Ghosh. ASP flooding in tight carbonate rocks / Pinaki Ghosh, Himanshu Sharma, Kishore K. Mohanty // Fuel Journal. – 2019. – Vol. 249. – P. 653–668.

9. Гамей Д. В. Выбор оптимальных условий щелочного заводнения нефтяных месторождений: бакалаврская работа / Д. В. Гамей; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. В. С. Деева. – Томск, 2019.
10. Высококачественная продукция на рынке технологий повышения нефтеотдачи пластов. [Электронный ресурс] // ООО «НПК Дацин Кемикал». URL: <https://dchemical.com/> (дата обращения: 03.04.2021).
11. Puerto, M.C. Surfactant Systems for EOR in High Temperature, High Salinities Environment. / M.C. Puerto, G.J. Hirasaki, C.A. Miller [et al.] // SPE Journal, – 2012 – pp. 11-19.
12. Alternative chemical agents for alkalis, surfactants and polymers for enhanced oil recovery: Research trend and prospects / Bennet Nii Tackie-Otoo, Mohammed Abdalla Ayoub Mohammed, Nurudeen Yekeen, Berihun Mamo Negash // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 187.
13. Волокитин Я.Е., Шустер М.Ю., Карпан В.М., Кольцов И.Н. Лабораторные и полевые испытания заводнения АСП // ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. – 2015. – С.36-45.
14. Alternative chemical agents for alkalis, surfactants and polymers for enhanced oil recovery: Research trend and prospects / Bennet Nii Tackie-Otoo, Mohammed Abdalla Ayoub Mohammed, Nurudeen Yekeen, Berihun Mamo Negash // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 187.
15. Wang H.Z., Liao G.Z., Song J. Combined chemical flooding technologies. In Technological Developments in Enhanced Oil Recovery. Petroleum Industry Press., Beijing, China. -pp. 88-126. - 2006.
16. Wang D.M., Jiang Y., Wang Y., Gong W.C., Wang G. Viscous-elastic polymer fluids rheology and its effects upon production equipment. SPE Production & Facilities (November), 209-216. - 2004.

17. Маслин А.И., Новиков А.С., Сериков Д.Ю. Высокотехнологичное нефтепромышленное оборудование // Сфера. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 30–35.
18. Цена на нефть Brent / [Электронный ресурс] - <https://ru.investing.com/commodities/brent-oil/> (Дата обращения – 08.05.2021).
19. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
20. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
21. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
22. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
23. ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.
24. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
25. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
26. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
27. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
28. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
29. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
30. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
31. ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.

32. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

33. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

Приложение А

Таблица 1 – Пилотные и промышленные проекты по ASP-заводнению

Месторождение	Страна	Начало работ	Количество добывающих скважин	Количество нагнетательных скважин
Daqing Sa-zhong-xi (S-ZX)	Китай	01.09.1994	9	4
Daqing Xing-wu-zhong (X5-Z)	Китай	29.01.1995	4	1
Daqing Xing-2-xi-(X2-X)	Китай	28.09.1997	9	4
Daqing Sa-bei-1-xi (S-B)	Китай	15.12.1997	4	3
Daqing Xing-bei xing-2-zhong (X2-Z)	Китай	01.04.2000	27	17
Daqing Sabei-bei-2-dong (SB-B2-D)	Китай	03.10.2004	4	3
Shengli Gudong	Китай	01.08.1992	9	4
Shengli Gudao-xi	Китай	01.05.1997	13	6
Karamay	Китай	22.06.1996	9	4
Jilin Hong-gang	Китай	01.09.1997	-	-
Zhong-yuan Hu-zhuang-ji	Китай	12.11.2000	5	5
Yumen-Lao-jun-miao	Китай	01.03.1994	4	1
Cambridge	США	01.02.1993	-	-
West Kiehl	США	03.12.1987	-	-
Tanner	США	01.05.2000	2	1
Mellot Ranch	США	01.08.2000	3	2
Lawrence	США	01.08.2010	6	12
Sho-Vel-Tum	США	-	1	
Lagomar	Венесуэлла	-	-	
Viraj	Индия	10.08.2002	9	4
Jhalora	Индия	07.02.2010	6	1
Mannville B Pool	Канада	07.05.2006	45	18
Западно-Салымское	Россия	01.02.2016	1	4

Приложение Б

Таблица 6 – Компонентный состав и объемные доли нагнетаемых оторочек по реализуемым проектам

Проект	Нагнетаемая оторочка	Компонентный состав оторочки	Концентрация, %	Поровый объем, занимаемый оторочкой, д.ед.
Daqing	Полимер	Полимер	–	0,3
	Щелочь ПАВ Полимер	Сульфонаты Карбоксилаты	–	0,3 0,5
	Полимер	Гидролизованный полиакриламид	–	0,1
Shengli	Полимер	Полимер	0,2	0,01
	Щелочь ПАВ Полимер	Na ₂ CO ₃ ПАВ Полимер	1,2 0,3 0,17	0,3
	Полимер	Полимер	0,15	0,05
Karamay	Водный солевой раствор	NaCl	1,5	0,4
	Щелочь ПАВ Полимер	Na ₂ CO ₃ Сульфонаты нефти Полимер	1,4 0,3 0,13	0,34
	Полимер Водный солевой раствор	Полимер NaCl	0,1 0,4	0,15
Mangala	Щелочь ПАВ Полимер	Сульфаты Сульфонаты Полимеры Na ₂ CO ₃	0,18 0,12 0,25 3	0,5
	Полимер-1	Na ₂ CO ₃ Полимер	1,5 0,23	0,3
	Полимер-2	Na ₂ CO ₃ Полимер	1 0,2	0,2
	Водная оторочка	Na ₂ CO ₃	1	0,1

Продолжение таблицы 6

Karol	Щелочь ПАВ Полимер	Na ₂ CO ₃ Сульфонаты нефти Частично гидролизированный полиакриламид	3 0,2 0,03	0,3
	Водно-полимерный раствор	Частично гидролизированный полиакриламид	0,03	0,2
	Водная оторочка	Вода	—	0,5
Warner	Щелочь ПАВ	NaOH Алкиларилсульфонат	0,75 0,15	0,34
	Полимер	Flopaam 3630	0,12	0,43
Suffield	Щелочь ПАВ Полимер	NaOH Алкиларилсульфонат Гидролизированный полиакриламид	1,5 0,1 0,13	0,34
	Полимер	Гидролизированный полиакриламид	—	—